

CARLOS RAFAEL
QUEIRÓZ DA
COSTA GOMES

**OTIMIZAÇÃO DO ÂNGULO DE
INCLINAÇÃO DE PAINÉIS
FOTOVOLTAICOS SUJEITOS A
RESTRIÇÕES ARQUITETÓNICAS**

Dissertação submetida como requisito parcial para
obtenção do grau de **Mestre em Engenharia
Eletrónica e de Computadores – Ramo de
Energias Renováveis e Sistemas de Potência**

Orientador

Prof. Doutor Victor Manuel de Carvalho Fernão Pires

Júri

Presidente: Prof. Doutor José Henrique Querido
Maia, ESTSetúbal/IPS

Orientador: Prof. Doutor Victor Manuel de Carvalho
Fernão Pires, ESTSetúbal/IPS

Vogal: Prof.^a Doutora Dulce Helena Pereira Costa,
ESTSetúbal/IPS

Dezembro de 2020

Agradecimentos

Gostaria de agradecer:

À instituição que me proporcionou todos os meios de aprendizagem, a todos os docentes e professores que estiveram envolvidos em todo o meu percurso académico.

Ao meu coordenador e Professor Dr. Vítor Fernão Pires que me proporcionou a sua disponibilidade para esclarecer dúvidas ao longo do período da realização desta dissertação.

A todos os meus amigos e colegas por me apoiarem em todo o percurso académico e durante todos os momentos importantes da minha vida.

Em especial aos meus pais por me apoiarem e incentivarem em todas os momentos do meu percurso académico.

Resumo

Estima-se que o setor dos edifícios represente cerca de 40% do consumo total de energia na União Europeia, e que 75% dos edifícios sejam ineficientes em termos energéticos. Com vista a alterar este precedente têm surgido cada vez mais esforços e incentivos para reduzir o consumo de energia nos edifícios, através da implementação de medidas de eficiência energética, novas soluções tecnológicas e construtivas. Uma dessas soluções passa pela implementação de sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios (BIPV). Os sistemas fotovoltaicos (PV) integrados nos edifícios permitem aliar a produção de energia com a implementação de novas tecnologias construtivas. Para tal são utilizados novos materiais de construção que veem substituir os convencionais na envolvente do edifício, como telhados, claraboias ou fachadas, aliando a estética à eficiência energética. Surgem, no entanto, diversos constrangimentos que propiciam uma diminuição do desempenho energético face a determinadas restrições arquitetónicas dos edifícios.

Com o objetivo de avaliar o potencial energético de um sistema fotovoltaico face a estas restrições surgiu a necessidade de desenvolver um método de simulação para determinar o máximo potencial energético para uma superfície inclinada e orientada. A posterior implementação do método desenvolvido contribuirá para instalação adequada de módulos fotovoltaicos na envolvente de um edifício.

Palavras-chave: BIPV, Sistemas fotovoltaicos Integrados, Método Simulação, Potencial Energético.

Abstract

The buildings sector is estimated to represent around 40% of total energy consumption in the European Union, furthermore 75% of buildings are inefficient energy wise. To change this precedent, more and more efforts and incentives to reduce energy consumption in buildings have been implemented, through energy efficiency measures, new technological and constructive solutions. One of these solutions is the implementation of building integrated photovoltaics (BIPV), the photovoltaic systems (PV) integrated in buildings allow combining energy production with the implementation of new construction technologies. For this purpose, new building materials are used, which replace conventional ones in the building's surroundings, such as roofs, skylights, or facades, combining aesthetics with energy efficiency. However, there are several constraints that lead to a decrease in energy performance due to certain architectural constraints on buildings.

To assess the energy potential of a photovoltaic system considering these restrictions, the need arose to develop a simulation method to determine the maximum energy potential for an inclined and oriented surface. The subsequent implementation of the developed method will contribute to a proper installation of integrated photovoltaic modules in buildings.

Keywords: BIPV, Integrated photovoltaic systems, Simulation Method, Energy Potential.

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo.....	v
Abstract.....	vii
Índice	ix
Lista de Figuras.....	xiii
Lista de Tabelas.....	xv
Lista de Siglas e Acrónimos	xvii
Lista de Símbolos.....	xix
Capítulo 1.....	1
Introdução	1
1.1. Enquadramento.....	1
1.2. Objetivos	2
1.3. Estrutura da Dissertação	3
Capítulo 2.....	5
Recurso Solar	5
2.1. Introdução	5
2.2. Recurso solar na Europa.....	5
2.3. Recurso solar em Portugal	6
2.4. Tecnologias fotovoltaicas	7
2.4.1. Opções de desenho dos módulos PV	10
2.4.2. Características térmicas dos módulos PV.....	12
Capítulo 3.....	15
Sistemas Fotovoltaicos sujeitos a restrições arquitetónicas	15
3.1. Introdução	15
3.1.1. Tecnologia BIPV em Portugal	16

3.2. Casos de Estudo em Portugal	19
3.2.1. Edifício solar XXI	19
3.2.2. Potencial Fotovoltaico em Lisboa com dados LiDAR	21
3.3. Conceito BIPV	23
3.4. Aplicações de integração fotovoltaica em edifícios	24
3.5. Estratégias de Otimização para Aproveitamento Fotovoltaico	30
Capítulo 4.....	33
Otimização do Ângulo de Painéis Solares	33
4.1. Radiação Solar	33
4.1.1. Ângulos Solares e Posição do Sol	34
4.1.2. Radiação direta em planos inclinados.....	37
4.1.3. Fenómeno de sombreamento	39
4.2. Método de Otimização Simplificado.....	41
4.3. Método de Otimização baseado em $dI_{dd}\beta$	42
4.4. Método de Otimização baseada num Algoritmo Genético	43
4.4.1. Base de dados do programa PVSyst	46
4.4.2. Método proposto considerando restrições devido a Sombreamentos	49
4.4.3. Estrutura do Programa de Cálculo	50
Capítulo 5.....	53
Resultados	53
5.1. Radiação no plano horizontal	53
5.2. Análise dos diversos Ângulos Ótimos.....	54
5.3. Ângulo otimizado – Algoritmo Genético.....	56
5.4. Análise entre as Radiações obtidas.....	56
5.5. Otimização considerando restrições.....	58
5.5.1. Otimização face à Orientação Geográfica.....	59
5.5.2. Otimização face a Restrições Arquitetónicas	60
Capítulo 6.....	65

Conclusões	65
6.1. Considerações Gerais	65
6.2. Aplicação de um Algoritmo Genético para Aproveitamento Energético	65
6.3. Perspetivas de Desenvolvimento Futuro	66
Referências Bibliográficas	69

Lista de Figuras

Figura 1.1 – Distribuição da Energia por Setor (Fonte: REN, Nov. 2019)	2
Figura 2.1- Distribuição da irradiação anual na Europa [5].....	5
Figura 2.2 – Distribuição da irradiação solar anual em Portugal [5]	7
Figura 2.3 – Diferentes tecnologias PV [27]	9
Figura 2.4 – Exemplo de Encapsulamento EVA [26].....	11
Figura 2.5 – Estrutura típica de um módulo utilizando um vidro especial [26]	11
Figura 2.6 – Exemplo de cores aplicadas a células PV [27].....	12
Figura 2.7 – Representação do Fator Solar (g) [27]	12
Figura 2.8 – Relação entre a potência e transparência à saída de um módulo PV [27]	13
Figura 3.1 - Evolução do Mercado PV Português (Fonte: Análise da APREN, 2018 [2]).	15
Figura 3.2 - Edifício Solar XXI - Campus LNEG em Lisboa [32]	19
Figura 3.3 – Potencial PV em meio urbano utilizando LIDAR data, 2010, Solar Energy [35]	22
Figura 3.4 – Carta de Potencial Solar de Lisboa [35]	23
Figura 3.5 – Fachada Fotovoltaica.....	25
Figura 3.6 – Cobertura Fotovoltaica.....	26
Figura 3.7 – Claraboia Fotovoltaica	26
Figura 3.8 – Varanda fotovoltaica	27
Figura 3.9 – Estufa Fotovoltaica	27
Figura 3.10 – Toldo fotovoltaico	28
Figura 3.11 – Solo Fotovoltaico	28
Figura 3.12 – Parque de Estacionamento fotovoltaico	29
Figura 3.13 – Barreira Acústica Fotovoltaica	29
Figura 4.1– Componentes da Radiação Solar	33
Figura 4.2 – Ângulo entre o plano do equador e a direção Sol-Terra – declinação [50].....	34
Figura 4.3 – Representação dos diversos ângulos de incidência [52]	35
Figura 4.4 – Evolução diária do perfil do Sol [52]	35
Figura 4.5 – Radiação direta no plano horizontal e inclinado [53].....	38

Figura 4.6 – Esquema do espaçamento entre fileiras [53]	39
Figura 4.7 – Esquema de perfil do espaçamento entre fileiras [53]	39
Figura 4.8 – Esquema de perfil do espaçamento entre fileiras (Fonte: Autor)	40
Figura 4.9 – Geometria do ângulo de perfil solar [53].....	41
Figura 4.10 – Fluxograma de um Algoritmo Genético [56]	44
Figura 4.11 – Três fases de um AG. (a) Seleção. (b) Cruzamento (c) Mutação [57]	45
Figura 4.12 – Processo de um AG entre Gerações [57].....	45
Figura 4.13 – Parâmetros da localização para Lisboa.....	46
Figura 4.14 – Traçado da linha do horizonte – Hora Legal.....	47
Figura 4.15 – Ângulos de inclinação relativos ao solstício de Verão.....	47
Figura 4.16 – Irradiação num plano inclinado a 30° e azimuth 30°, a Oeste do Sul.	48
Figura 4.17 – Valores de Radiação de acordo com diferentes inclinações e azimuth.	48
Figura 4.18 – Diagrama do Processo de Otimização Proposto.....	50
Figura 5.1 – Perfil diário da radiação direta ao longo do ano.	53
Figura 5.2 – Perfil mensal da radiação direta.	54
Figura 5.3 – Evolução do Ângulo Ótimo para cada metodologia	55
Figura 5.4 – Ângulo Ótimo para cada mês do ano tendo em consideração os vários métodos	55
Figura 5.5 – Radiação diária obtida para cada metodologia	57
Figura 5.6 – Média da radiação total na superfície inclinada para cada mês.....	58
Figura 5.7 – Perfil do Ângulo Otimizado face a diversas orientações geográficas	59
Figura 5.8 – Perfil da radiação face a diversas orientações geográficas	60
Figura 5.9 – Evolução do ângulo ótimo de Manhã e de Tarde	61
Figura 5.10 – Evolução do Angulo Ótimo face a restrições arquitetónicas	62

Lista de Tabelas

Tabela 2.1- Rendimento das diferentes tecnologias PV [26].....	10
Tabela 3.1– Potencial PV no Mercado Nacional de Energia (2018)	16
Tabela 3.2 – Tendências de Preços Nacionais de Sistemas PV [Adaptado de NSR 2018]	18
Tabela 3.3 – Energia Produzida pelo Sistema Fotovoltaico	20
Tabela 4.1 – Variação da Irradiância para diferentes inclinações e Azimute.	49
Tabela 5.1 – Ângulos Ótimos obtidos para cada um dos Métodos	56
Tabela 5.2 – Ângulo Ótimo e Radiação no período da manhã e tarde	61
Tabela 5.3 – Comparação entre diversos cenários restritivos.....	63

Lista de Siglas e Acrónimos

AG	Algoritmo Genético
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
BIPV	<i>Building Integrated Photovoltaic</i>
DGEG	Direção Geral Energia e Geologia
DTM	Modelo de Terreno Digital
DSM	Modelo d Digital
EOT	<i>Equation of Time</i>
LC	<i>Longitude Correction</i>
LL	<i>Local Longitude</i>
LNEG	Laboratório Nacional de Energia e Geologia
LSTZ	<i>Local Standard Longitude</i>
NZEB	<i>Net Zero Energy Building</i>
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo

Lista de Símbolos

α	Altura Solar
β	Ângulo de Inclinação
δ	Ângulo de Declinação
Z	Ângulo Azimutal Corrigido
Z_s	Ângulo de Azimute
θ	Ângulo de Incidência
I_0	Constante de Radiação Solar
I_d	Radiação Extraterrestre
γ	Ângulo de Perfil
N	Número do dia
t_s	Hora Solar
Φ	Ângulo de Zênite
ϕ	Latitude
ω	Ângulo Horário

G_{Bt}	Radiação Direta
G_{Dt}	Radiação Difusa
G_{Gt}	Radiação refletida pela Superfície
G_t	Radiação Total
R_b	Fator de Inclinação da Radiação Direta

Capítulo 1

Introdução

Neste capítulo será realizada uma introdução ao tema da dissertação, começando por uma pequena abordagem ao enquadramento da energia fotovoltaica em Portugal. De seguida serão apresentados os vários objetivos da dissertação apresentando a linha de trabalho adotada. O capítulo termina com a apresentação da estrutura da dissertação.

1.1. Enquadramento

Em Portugal, o sector solar fotovoltaico tem vindo a crescer de forma lenta, ainda que o número de horas de sol anuais seja dos mais favoráveis. Portugal beneficia do dobro da insolação de outros países do Norte tal, como o Reino Unido ou a Alemanha.

Desde 2009, que Portugal desenvolve um conjunto de políticas ativas e inovadoras relativamente à implantação de sistemas fotovoltaicos. Posteriormente, em 2014, o mercado fotovoltaico em Portugal tem sido dominado por projetos de autoconsumo abrangidos pelo Decreto-Lei 153/2014, que promove a instalação de unidades de pequena escala (até 1 MW) para consumidores e pequenas e médias empresas o negócio [1].

Com a publicação do DL 153/2014, o objetivo foi introduzir novas soluções para a implantação de unidades descentralizadas e inovação tecnológica, introduzindo o papel de produtor-consumidor de eletricidade “Prosumer” no âmbito do Sistema Elétrico.

Esta lei estabelece o regime legal aplicável à produção de eletricidade vendida integralmente ao Sistema Elétrico de Serviço Público (RESP), através de pequenas unidades de produção (UPP) a partir de recursos renováveis. A produção é baseada numa única tecnologia cuja potência corresponde a 250 kW ou menor e permite ao produtor vender toda a eletricidade produzida para a RESP, de acordo com um desconto aplicado a um valor tarifário de referência [2].

Também estabeleceu o regime legal aplicável à produção de eletricidade para autoconsumo na instalação associada à unidade de produção (UPAC), com ou sem ligação com o RESP, com base em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis.

Em 2019 surge um novo regime jurídico relativo à produção de energias renováveis para autoconsumo previsto pelo Decreto-Lei 162/2019. Este regime estipula novas condições de licenciamento para o produtor-consumido [3].

Para pequenas instalações até 350 W não é necessário qualquer registo, bastando a aquisição dos equipamentos. As instalações entre 350 W e 30 kW estão sujeitas a uma comunicação prévia à Direção-Geral de Energia e Geologia. Para projetos de 30 kW até 1 MW é necessário registo na

DGEG e da obtenção de um certificado de exploração. Unidades com potência acima de 1 MW precisam de licença de produção e exploração.

As regras que vigoravam até agora obrigavam todos os produtores (mesmo os que tenham menos de 350 W a comunicação prévia à DGEG. As regras acima descritas entrarão em vigor a 1 de janeiro de 2020 [4].

As medidas implementadas permitiram que a capacidade instalada total de energia fotovoltaica no mercado português atingisse 673 MW no final de 2018. Apesar da legislação e dos incentivos estabelecidos, a fatia de geração de energia renovável proveniente de tecnologia fotovoltaica é ainda bastante diminuta, como se observa na figura 1.1.

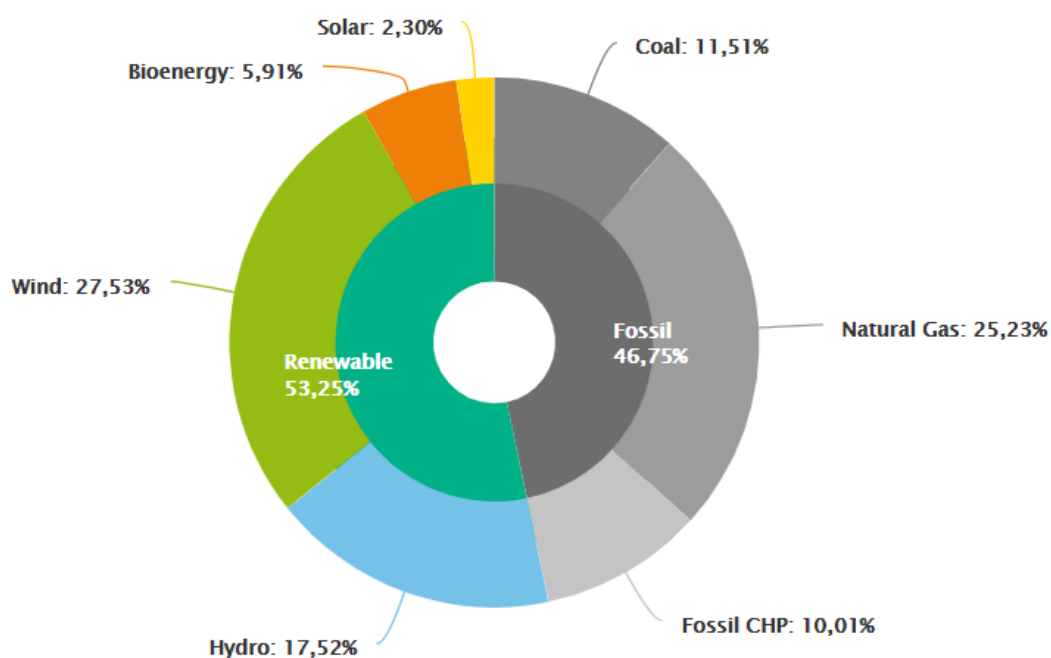


Figura 1.1 – Distribuição da Energia por Setor (Fonte: REN, Nov. 2019)

1.2. Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo apresentar o estudo do potencial energético de um sistema fotovoltaico integrado num edifício. Na fase de projeto de um sistema PV são abordadas várias soluções e tidas em conta uma série de condicionantes que influenciam a forma como a tecnologia fotovoltaica pode ser implementada num edifício. Este trabalho passa pelo estudo de várias situações, tanto a nível construtivo e arquitetónico como a nível energético, com o objetivo de obter o melhor aproveitamento da energia do sistema a ser incluído na envolvente do edifício.

Uma dessas considerações é o ângulo de inclinação de um módulo fotovoltaico. Foi realizada uma abordagem inicial usando diversos métodos existentes e conseguinte comparação entre a

aplicabilidade dos dois mais relevantes. Posteriormente desenvolveu-se um método autónomo que permite obter um perfil de radiância máxima incidente na superfície de um módulo considerando diversos fatores ou variantes restritivas associadas à implementação de um sistema PV.

1.3. Estrutura da Dissertação

O **primeiro capítulo** providencia uma breve introdução e enquadramento geral ao tema da presente dissertação.

O **segundo capítulo** apresenta um enquadramento do panorama europeu e de Portugal relativamente ao potencial de energia solar incidente no território para aproveitamento renovável. São também apresentadas as tecnologias principais para permitir este aproveitamento.

O **terceiro capítulo** descreve em profundidade os princípios e considerações subjacentes à instalação de sistemas fotovoltaicos integrados em edifícios. É feita uma apresentação da situação em Portugal relativamente à produção fotovoltaica para cada tipo de sistema PV. São apresentados alguns casos de estudo e estratégias de otimização, fontes de inspiração para o desenvolvimento da presente tese.

O **quarto capítulo** descreve em pormenor os conceitos fundamentais relativos à radiação solar e aproveitamento de energia. Após uma apresentação de alguns dos fenómenos mais importantes no estudo da temática são apresentados diversos métodos de otimização que permitem obter a máxima radiação com recurso às componentes dos ângulos solares.

O **quinto capítulo** apresenta os principais resultados obtidos pelas diversas simulações tendo em conta os diferentes métodos de otimização estudados.

O **sexto capítulo** relata as conclusões e considerações finais obtidas após o desenvolvimento da presente dissertação e ainda perspetivas futuras aplicadas ao método estudado.

Capítulo 2

Recurso Solar

2.1. Introdução

Neste capítulo será inicialmente apresentada a distribuição do recurso solar na Europa e em Portugal e as principais tecnologias utilizadas.

2.2. Recurso solar na Europa

Estima-se que a irradiação solar incidente na superfície terrestre anualmente ronde os 1000 W/m^2 , sendo este valor obtido ao meio dia com boas condições climáticas independente da localização [5].

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

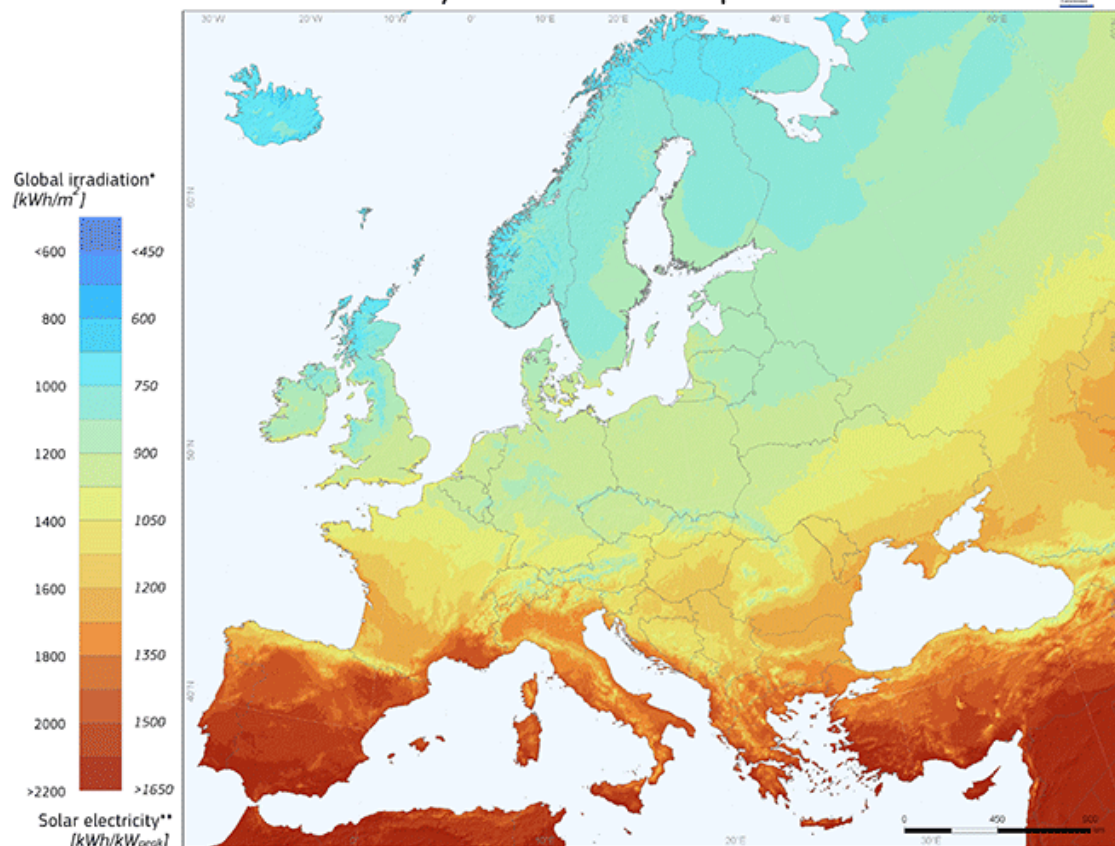


Figura 2.1- Distribuição da irradiação anual na Europa [5]

A figura 2.1 representa a irradiação global anual (kWh/m^2) relativa a uma superfície orientada a sul e com inclinação ótima, assumindo um máximo aproveitamento de radiação solar ao longo do ano. Na mesma figura é ainda possível observar a utilização anual da potência-pico (kWh/kWp) que seria prevista para sistemas PV fixos com inclinação ótima.

Pode-se observar que as grandezas de irradiação global variam significativamente com a latitude. Os países a Sul da Europa, nomeadamente, Portugal, Espanha e Itália apresentam uma irradiação anual que chega a atingir o dobro da média disponível nos países a Norte da Europa, como a Noruega, Suécia e Dinamarca. Assim, é expectável que Portugal apresente muito boas condições para o aproveitamento solar e, por conseguinte, para a produção de energia elétrica com painéis fotovoltaicos. Apesar dos países do Norte da Europa receberem menos radiação solar ao longo de todo o ano, devido à grande importância de se produzir energia elétrica de fontes renováveis, nestes países tem-se verificado uma grande adoção na utilização de sistemas solares. Isto sido conseguido através de apoios tarifários e porque o preço deste tipo de sistemas apresenta uma grande redução face a estudos efetuados, como se consta em [6-9]. No caso dos países do Sul, como é o caso de Itália e Espanha, a utilização de sistemas fotovoltaicos é ainda mais interessante, tanto do ponto de vista económico como do ponto de vista do aproveitamento energético [10,11]. De referir, que estes custos poderão ainda tornar-se mais reduzidos, caso se tenha em conta a possibilidade de se utilizar estes sistemas para apoiar a rede elétrica, como por exemplo, na compensação da energia reativa e harmónicas de corrente, balanceamento da rede de baixa tensão, evitando investimentos na infraestrutura existente, entre outras [12-24].

2.3. Recurso solar em Portugal

Em Portugal, numa superfície com orientação fixa otimizada são atingidos valores de irradiação que podem variar entre os 1700 kWh/m^2 , a Norte do país e de 2000 kWh/m^2 , a Sul. No que toca à produção de energia, é estimada uma produção anual que varia entre 1275 kWh e 1550 kWh . Assim, verifica-se que à imagem de países como a Espanha e Portugal, verifica-se que a produção de sistemas fotovoltaicos já se apresenta como uma opção a considerar mesmo do ponto de vista económico [25].

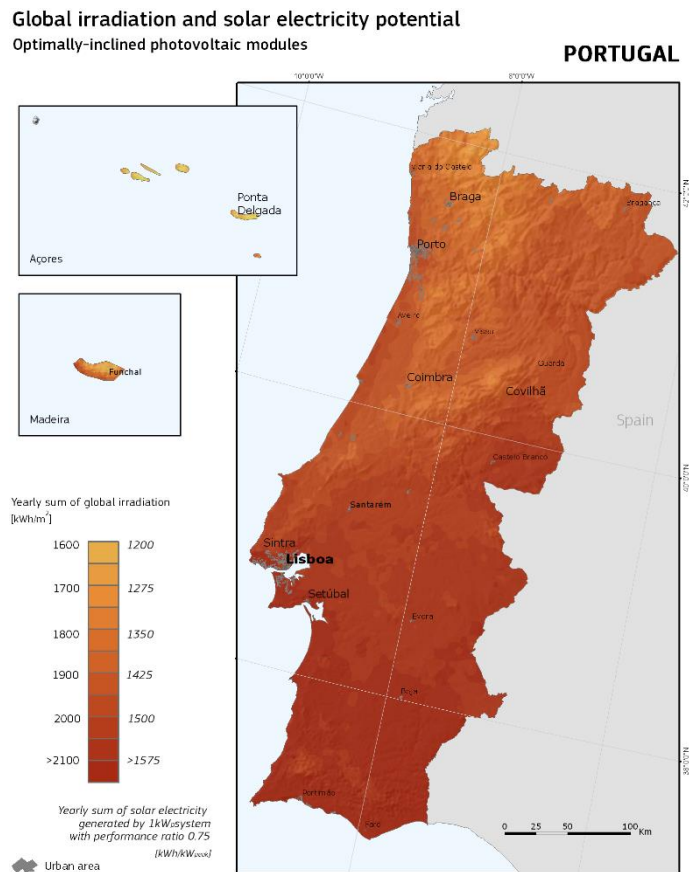


Figura 2.2 – Distribuição da irradiação solar anual em Portugal [5]

É possível chegar a estes valores através da análise da figura 2.2, que mostra a distribuição da irradiação global anual e estimativa da respetiva potência pico. A região a Sul do país apresenta valores de utilização anual de potência pico mais elevados, 1500 h, em comparação com o Norte do país, de 1300 h.

Os valores acima apresentados são estimados no pressuposto de que o aproveitamento solar é colocado com um ângulo ótimo de orientação, sendo que diversos estudos realizados apontam que este ângulo é cerca de 35° na maior parte do território português.

2.4. Tecnologias fotovoltaicas

O recurso solar em Portugal só poderá ser aproveitado de forma eficiente com tecnologia adequada e que permita atingir bons rendimentos face ao perfil de radiação obtido. O desenvolvimento tecnológico dos sistemas PV deu-se, sobretudo, baseado em células de silício. Atualmente encontram-se várias tecnologias de módulos fotovoltaicos. Estas tecnologias foram surgindo e classificadas de acordo com a evolução de cada uma das suas gerações.

As células de silício constituíram a 1ª geração. Recentemente, a tecnologia de filmes fino começou a ganhar uma grande presença no mercado, devido ao seu processo de fabrico e poupança de matéria-prima, esta tecnologia corresponde à 2ª geração de tecnologias fotovoltaicas. Os novos avanços

tecnológicos permitiram apresentar novas tecnologias PV (3ª geração), muitas destas ainda em fase de testes, e que prometem um desenvolvimento acentuado a médio prazo [26].

Tecnologias de 1ª Geração

As tecnologias de 1ª geração são predominantemente compostas pelas células de silício cristalina, que dominam o mercado global em cerca de 87%. Estas apresentam-se repartidas por três tipos principais:

- Silício monocristalino (figura 2.3 a) – esta célula trata-se de um monocristal de silício puro. A composição da estrutura molecular é uniforme, traduzindo-se num maior aproveitamento energético. Por essa razão estas células apresentam um rendimento maior, contudo acrescem os custos de produção devido ao complexo processo de fabrico.
- Silício Policristalino (figura 2.3 b) – as células policristalinas de múltiplos cristais apresentam uma maior descontinuidade da estrutura molecular, logo o rendimento é inferior comparativamente com as anteriores. Como o processo de fabrico também é menos complexo, torna as células mais atrativas relativamente ao seu custo.
- Fitas de silício – esta tecnologia envolve um processo de produção em que o silício fundido é “puxado”, dando origem a uma fita. Esta tecnologia tem uma presença no mercado bastante residual.

Para além do silício, têm sido usados também outros elementos no fabrico de células PV, como o Arseneto de Gálio (GaAs) e o Fosforeto de Índio (InP). Estes permitem construir novas tecnologias fotovoltaicas de alto rendimento. A conceção destas células é feita com alteração da composição dos materiais, aumentando assim a sua eficiência.

Tecnologias de 2ª Geração

- Filmes Finos (figura 2.3 c) – constituído por finas camadas de materiais fotovoltaicos sobre um substrato de vidro, metal ou plástico. Os tipos de fabrico destes materiais permitem a aplicação desta tecnologia em larga escala. Apresentam assim um grande potencial na implementação em edifícios.

As células de filmes finos, por serem constituídas por materiais maleáveis e flexíveis, são uma excelente solução a ser considerada na instalação de sistemas PV em BIPV. O seu custo relativamente reduzido permite atenuar o custo do projeto.

Existem várias opções de filmes finos atualmente no mercado:

- *Telureto de Cádmio (CdTe)* – São o tipo mais difundido no mercado. A escassez dos materiais limita, de certa forma, a produção em larga escala.
- *Cobre, Índio e Gálio seleneto (CIS / CIGS)* – Constitui, atualmente, a tecnologia mais eficiente de filmes finos. A disseminação desta tecnologia é dificultada devido ao custo elevado e reduzida disponibilidade dos compostos utilizados.
- *Silício amorfo (a-Si)* – Esta tecnologia tem sido bastante utilizada em pequenas aplicações,

como pequenos ecrãs LCD. Contudo devido à sua baixa eficiência não apresenta um grande potencial de crescimento.

- *Silício microamorfo ($\mu a-Si$)* – Células formadas pela junção de células de silício microcristalino com células de silício amorfo,
- *Silício cristalino em vidro (CSG)* – A matéria prima utilizada é o gás silano (SiH_4), depositada diretamente no vidro, que posteriormente é cristalizada por aquecimento.

A Figura seguinte representa os diferentes tipos de módulos PV [27]:

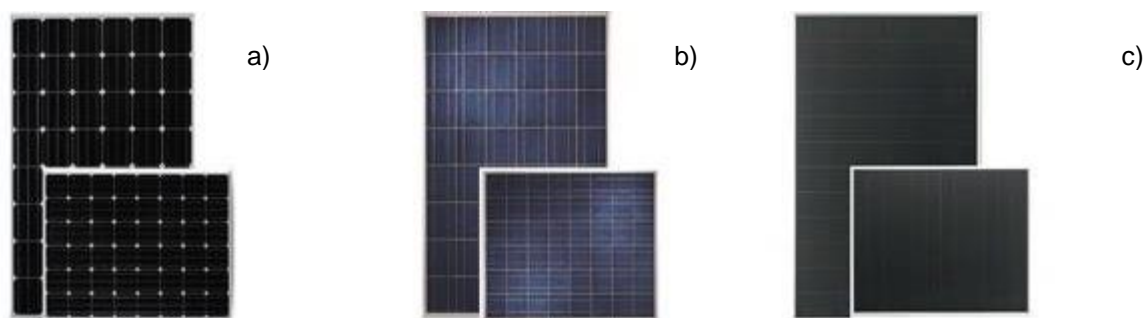


Figura 2.3 – Diferentes tecnologias PV [27]

a) Silício monocristalino b) Silício policristalino e c) Filme fino.

Tecnologias de 3ª Geração

O crescimento do mercado BIPV está mais orientado para a tecnologia de filmes finos, que apesar de ter uma eficiência relativamente baixa (tabela 2.1), proporciona grandes níveis de integração em termos estéticos.

As tecnologias de filmes finos têm-se desenvolvido com recurso a novos métodos que permitem diversificar a tecnologia a nível visual, mantendo o seu elevado potencial de aproveitamento solar. As tecnologias de 3ª geração deram origem a novas soluções:

- Células sensibilizadas por corante – Estas células, também conhecidas como células de Gratzel, são formadas por um ânodo fotossensibilizado, baseando-se num material semiconductor, um eletrólito e um cátodo foto-eletroquímico e apresentando várias cores que tornam a estética do edifício mais diversificada.
- Células Orgânicas – Estas células apresentam pigmentos orgânicos. Têm a vantagem de recorrer a materiais orgânicos, contudo o seu rendimento é relativamente baixo.

Tabela 2.1- Rendimento das diferentes tecnologias PV [26].

Tecnologia	Película Fina			Produtos Cristalinos	
	Silício amorfo (a-Si)	Telurieto de Cádmi (CdTe)	Cl(G)S	Monocristalino	Policristalino
Rendimento da célula em <i>STC</i> *	5-7%	8-11%	7-11%	16-19%	14-15%
Rendimento do módulo				13-15%	12-14%
Área necessária por kW**	15 m ²	11 m ²	10 m ²	aprox. 7 m ²	aprox. 8 m ²
*Standard Test Conditions: 25°C, irradiância de 1000W/m ² , massa de ar=1,5					
**kW=killowatt. Os produtos e sistemas FV são classificados pela energia que geram nas condições <i>STC</i>					

Em termos de rendimentos é importante referir que cada tipo de módulo apresenta um rendimento diferente como evidenciado pela tabela 2.1. Para cada tipo de aplicação, e tendo em consideração o custo associado de cada módulo, é necessário refletir qual o melhor tipo a implementar.

2.4.1. Opções de desenho dos módulos PV

Com a finalidade a serem integrados de forma harmoniosa na envolvente dos edifícios, os módulos PV não devem ser considerados apenas como um meio de produção de energia, mas também como um material de construção versátil e atrativo ao nível estético. No mercado existem uma grande variedade de módulos fotovoltaicos aplicáveis de acordo com os critérios definidos pelo projetista.

Tendo em consideração os dois componentes principais que são formados os módulos fotovoltaicos – as células solares e o vidro, existem assim inúmeras possibilidades de desenho. Os desenhos dos módulos diferem consoante a aplicação que lhes é destinada, incluindo algumas possibilidades como:

- Tipo de célula
 - ✓ Em função do material (monocristalinos, policristalinos ou película fina)
 - ✓ Em função do material de encapsulamento (EVA (figura 2.4), *Teflon* ou resina fundida)
- Formato da célula (retangular, quadrada, semiquadrada, arredondada)
- Face de contacto da célula
- Distribuição (conforme a posição das células e a possível interação entre a estrutura, a sombra e a luz)
- Dimensão do vidro
- Formato do vidro (lâminas do vidro de formatos triangulares, trapézios ou curvas)
- Cobertura da célula

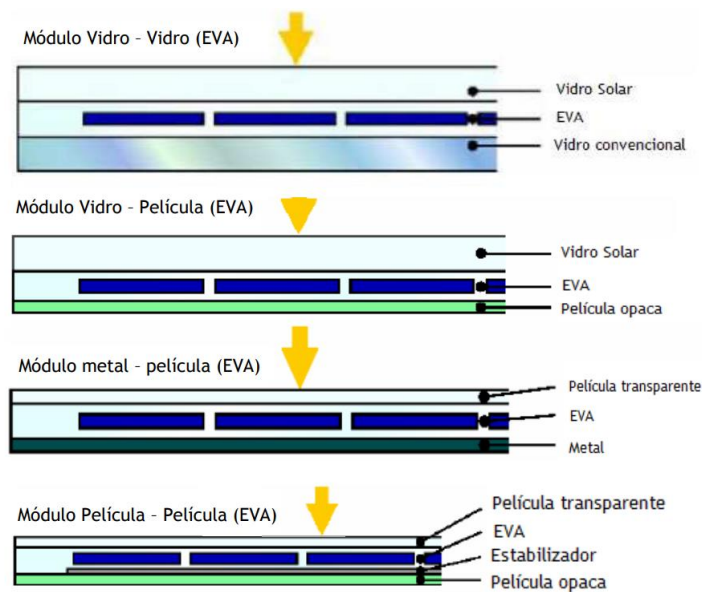


Figura 2.4 – Exemplo de Encapsulamento EVA [26]

A cobertura frontal deve ser composta por um material o mais transparente possível. Esta cobertura pode também ser utilizada como um elemento do desenho. Os módulos fotovoltaicos podem ser modificados ou fabricados de forma a apresentar características adicionais de construção, como proteção solar, isolamento acústico e isolamento, tais como:

- Tipos de vidro
 - ✓ Coloridos ou tingidos
 - ✓ Refletivos
 - ✓ Com controlo solar
 - ✓ Acústico
 - ✓ De segurança laminado
 - ✓ Vidro isolante e para uso em coberturas (Figura 2.5)

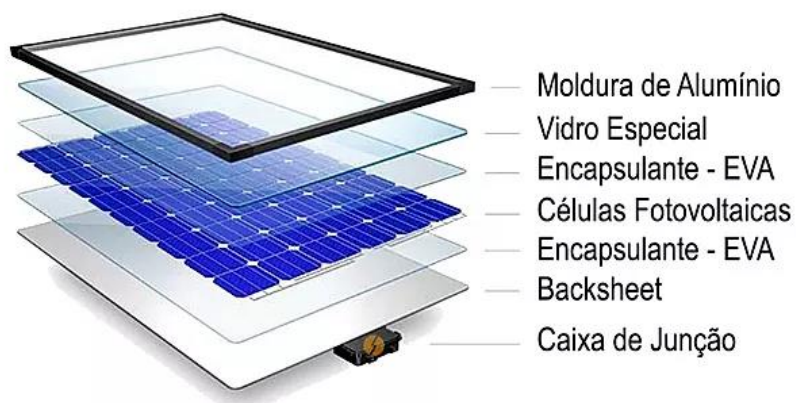


Figura 2.5 – Estrutura típica de um módulo utilizando um vidro especial [26]

A forma como o padrão dos módulos são apresentados é determinada pela combinação destes parâmetros. O projetista poderá criar módulos individuais com diferentes características, tais como a cor, transparência e flexibilidade.

A escolha da cor do módulo PV é um fator muito importante para o projeto de arquitetura. É importante realçar que o rendimento do módulo varia de acordo com a cor da célula, quanto mais clara esta for, menor será o seu rendimento (Figura 2.6) [27].

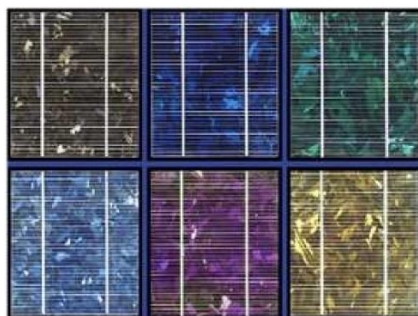


Figura 2.6 – Exemplo de cores aplicadas a células PV [27]

2.4.2. Características térmicas dos módulos PV

Fator solar

O fator solar indica que percentagem de toda a radiação solar é aproveitável sob a forma de energia após ser exposto a um determinado material não opaco. Um dos parâmetros que permite determinar os ganhos térmicos numa fachada é o fator de incidência solar, sendo este normal à superfície do vão. Este fator traduz a variação da incidência da radiação solar, consoante a orientação [28].

Este parâmetro define-se como o coeficiente entre a energia total que entra no local pelo vidro e a energia total incidente na superfície exterior com a normal.

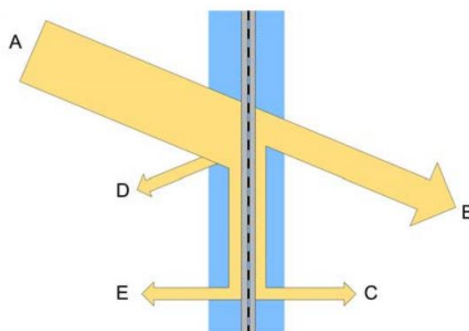


Figura 2.7 – Representação do Fator Solar (g) [27]

De acordo com a imagem 2.7 o Fator solar (g) é determinado através da razão entre a soma das componente B e C da radiação e a radiação total incidente, esta relação pode ser descrita com base nos seguintes parâmetros:

- A: Fluxo de energia solar incidente (100%)
- B: % fluxo de energia solar diretamente transmitido para o edifício
- C: % fluxo de energia solar absorvida pelo vidro e enviado para o edifício
- D: % fluxo de energia solar refletida pelo vidro
- E: % fluxo de energia solar absorvida pelo vidro e reenviado para o exterior

Transmissão térmica

O isolamento térmico de um invólucro de vidro dos painéis é um aspeto bastante importante a considerar. Os vãos, sendo constituídos por vidros e caixilharia, a principal característica a ser analisada para se obter uma boa eficiência energética é o coeficiente de transmissão térmica (U - W/m^2K) que representa a unidade de medida para determinar a perda de calor num elemento de construção. Quanto menor for esse valor, melhor será o isolamento e por sua vez a eficiência energética.

Transmissividade ótica

A transmissão ótica indica que percentagem da radiação solar da faixa de luz visível passa diretamente através do vidro. A potência de um módulo está relacionada diretamente com a opacidade do vidro, como se observa na figura seguinte:

Da figura 2.8 é possível concluir que potência de saída de um módulo varia com a transmissividade ótica da luz.

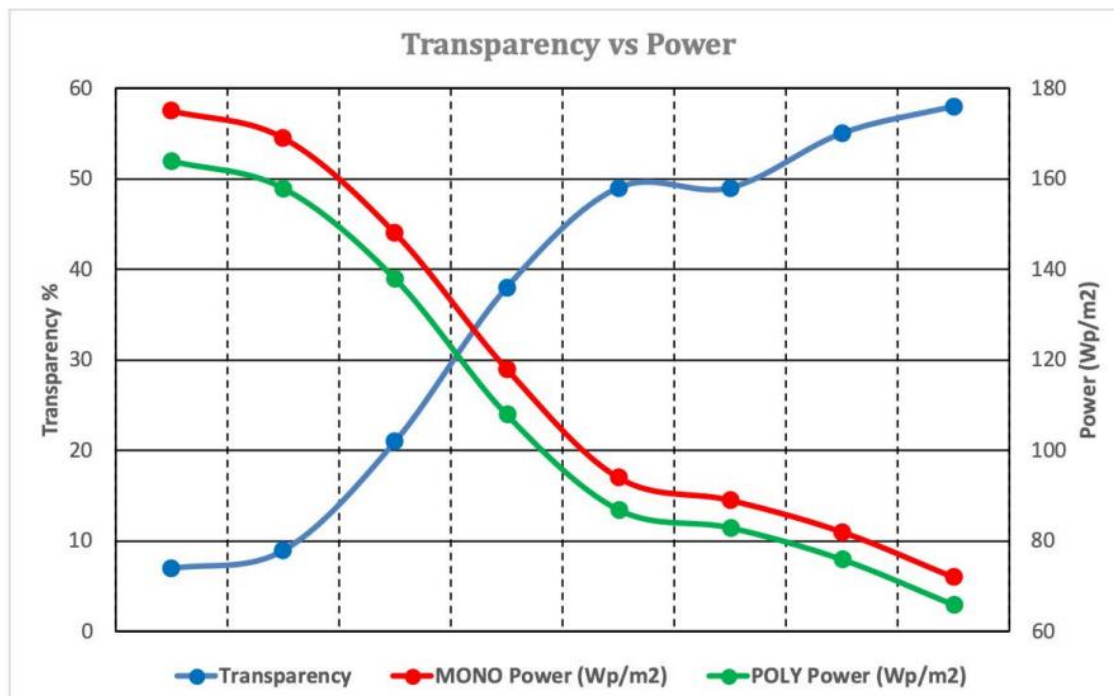


Figura 2.8 – Relação entre a potência e transparência à saída de um módulo PV [27]

Capítulo 3

Sistemas Fotovoltaicos sujeitos a restrições arquitetónicas

Neste Capítulo pretende-se apresentar uma introdução a situações que colocam restrições à localização dos painéis fotovoltaicos, como é o caso dos BIPVs, começando pela apresentação da situação em Portugal relativamente à produção fotovoltaica para cada tipo de sistema PV. De seguida será descrita a tecnologia fotovoltaica aplicada em edifícios para produção de energia para consumo.

3.1. Introdução

Nos últimos anos, devido sobretudo às políticas públicas adotadas, Portugal mantém o sistema PV como uma das tecnologias prioritárias no seu mix de produção de eletricidade renovável. Em 2018, de acordo com a DGEG, 88 MW de Potência fotovoltaica foi instalada, aumentando a capacidade instalada para 673 MW, como se observa na figura 3.1.

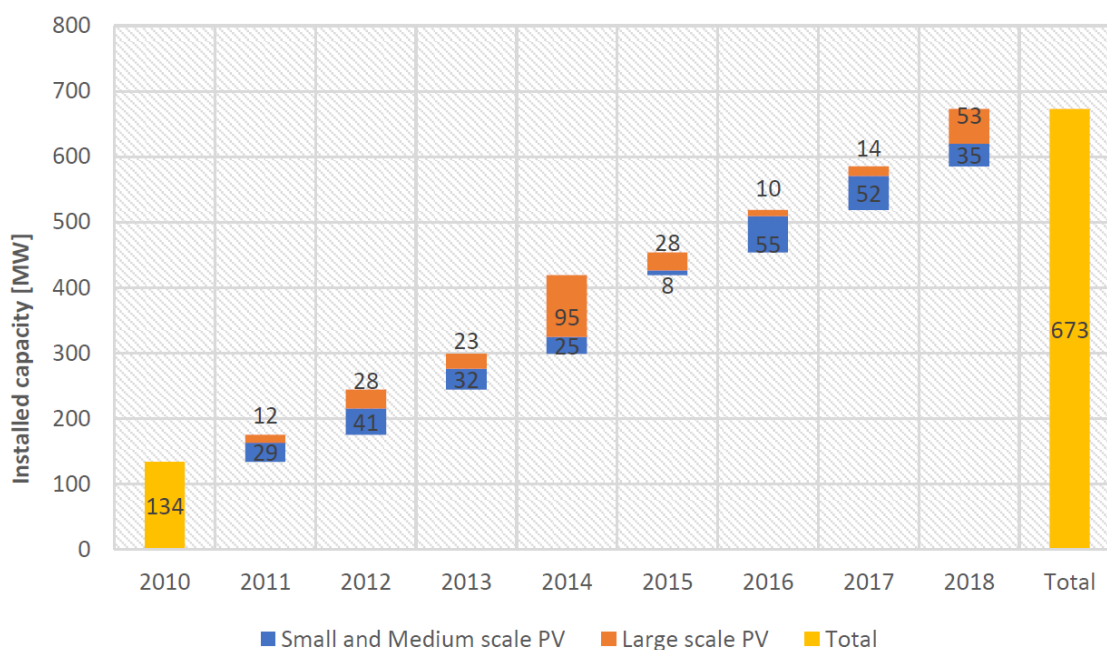


Figura 3.1 - Evolução do Mercado PV Português (Fonte: Análise da APREN, 2018 [2]).

Nos primeiros quatro meses de 2019, foram instalados mais 58 MW. A eletricidade proveniente do sistema fotovoltaico forneceu 1,86% da geração total em 2018. O acréscimo da produção de energia de sistemas PV deve-se sobretudo a concursos nacionais e programas de promoção lançados todos os anos como forma de incentivo para a instalação e licenciamento de sistemas fotovoltaicos

A 7 de julho de 2019, teve lugar um concurso nacional a nível energético com uma capacidade total de 1,4 GW. No qual, 64 empresas, ofereciam uma capacidade total de 10 GW. No final, foram atribuídos 1,15 GW de capacidade a 25 projetos. As propostas vencedoras situavam-se entre 14,76 € / MWh e 31,16 € / MWh. Esses projetos estão previstos para serem realizados até ao fim de junho de 2022 [29].

A Potência fotovoltaica instalada em Portugal, 88 MW [2], pode ser subdividida essencialmente em três categorias, sistemas isolados, que representa por enquanto potência de valor nulo (devido à quase ausência dos sistemas off-grid), descentralizada, contabilizando 35 MW e centralizada de 53 MW [2]. Na tabela 3.1 é possível observar o potencial PV no mercado nacional de energia relativo ao ano de 2018.

Tabela 3.1– Potencial PV no Mercado Nacional de Energia (2018)

Capacidade total de geração de energia	21,854 GW
Capacidade total de geração de energia renovável (incluindo energia hidroelétrica)	13,982 GW
Necessidade total de energia	183,234 TW
Novas capacidades de geração de energia renovável instaladas (incluindo energia hidroelétrica)	0,220 GW
Produção total estimada de eletricidade fotovoltaica (incluindo eletricidade fotovoltaica para autoconsumo)	1006 GW

3.1.1. Tecnologia BIPV em Portugal

O termo BIPV – Building Integrated Photovoltaics refere-se ao conceito de integrar elementos fotovoltaicos na envoltória de um edifício, estabelecendo uma relação entre a arquitetura, propriedades funcionais e produção de energia de forma renovável e sustentável [30].

Portugal possui muito boas condições em termos de exposição solar que permite a implementação de sistemas para produção de energia elétrica. Contudo, o nível de investimento necessário para este tipo de sistemas mostra-se ainda particularmente fraco e de pequena dimensão. Os investimentos para os sistemas PV em Portugal resumem-se de uma forma geral a projetos do seguinte tipo [31]:

- Pequenas Habitações sem fornecimento de energia da rede, localizadas maioritariamente a sul do país, Alentejo e Algarve. Normalmente estes sistemas são implementados sem considerações pelos aspetos de integração arquitetónica.
- Aplicações em infraestruturas urbanas, como sistemas de sinalização e alguns casos pontuais de iluminação pública fotovoltaica.

- Instalações ligadas à rede, de sistemas de produção de energia para consumidores domésticos e ligados à indústria. Estes sistemas são normalmente incorporados na estrutura dos edifícios, mas, mais uma vez, sem considerações pelos aspetos de integração arquitetónica. Trata-se de sistemas instalados na cobertura dos edifícios ou no solo.

Como se pode constatar os exemplos apresentados não refletem nenhum caso de implantação de BIPV em larga escala, à exceção de alguns casos isolados, como é o caso do Edifício XXI (a ser abordado no subcapítulo seguinte). Um dos maiores problemas para a implementação de um sistema BIPV é o seu custo elevado, não necessariamente dos módulos em si, dado que estes têm um valor idêntico independentemente da sua aplicação, mas sim ao custo associado à instalação integrada no meio envolvente.

Para além destes existem ainda diversos fatores e incentivos que estimulam a implementação deste tipo de soluções em edifícios [31]:

1. Políticos e Legislativos

Um dos maiores incentivos para o desenvolvimento de BIPV em Portugal tem sido a introdução da Diretiva 2010/31/EU relativa ao desempenho energético dos edifícios. Esta estipula que os edifícios novos devem alcançar o estatuto de edifícios com necessidades quase nulas de energia até 31 de dezembro de 2020. Esta diretiva, entre outras, vem introduzir o conceito de nZEB (nearly Zero Energy Building), ao qual vem, por sua vez, incentivar a implementação de novas tecnologias no âmbito da eficiência energética nos edifícios. Apesar da regulamentação e normas elétricas ainda não se apresentarem ainda bem definidas para a implementação deste tipo de projetos, as implementações de novos sistemas nacionais permitiram ainda impulsionar as medidas adotadas pela referida Diretiva, tais como o SCE – Sistema de Certificação Energética dos Edifícios, REH & RECS – Regulamento de Desempenho Energético dos Edifícios de Habitação & Edifícios de Comércio e Serviços e RSECE – Regulamento dos Sistemas Energéticos de Climatização em Edifícios.

2. Informação e Formação

A maioria dos projetos dependem de informação técnica proveniente de recursos bastante específicos, fornecidos normalmente por gabinetes técnicos de fornecedores. No entanto, estes necessitam de métodos bastante mais rigorosos do que se encontram vulgarmente em empresas ligadas ao setor.

3. Mercado

O modelo de desenvolvimento económico em Portugal esteve bastante direcionado na componente da construção civil e obras públicas, onde a promoção de novos projetos foi maior ao nível da quantidade, em detrimento da qualidade, relativamente à eficiência energética.

4. Culturais

Existe ainda uma preferência pela implementação típica de sistemas nas coberturas dos edifícios, dada a sua relativa facilidade de instalação. A Integração de edifícios com componentes

arquitetónicas diferenciadas e mais ousadas ainda não se tornou habitual, e muitos são implementados apenas como casos de estudo. No entanto, verifica-se que, esteticamente, estas aplicações podem realçar positivamente a nível visual um edifício.

No que diz respeito dos preços da tecnologia fotovoltaica, estes têm se tornado cada vez mais apelativos, apresentando uma diminuição bastante acentuada no seu custo de produção e oferta. O custo típico associado a um módulo fotovoltaico oscila entre os 0,3 e 0,5 €/W. A tabela seguinte mostra o custo relativo a um sistema fotovoltaico para cada tipo de edifício consoante a aplicação pretendida.

Tabela 3.2 – Tendências de Preços Nacionais de Sistemas PV [Adaptado de NSR 2018]

Categoria/Edifícios	Aplicação Típica	Preço Atual [€/ W] (Ano de 2018)
Off-grid 1-5 kW	Unidades de autoconsumo PV para sistemas isolados até 1,5 kW.	2
Residências BAPV 5-10 kW	Sistemas PV instalados no telhado de moradias familiares.	1,4
Residências BIPV 5-10 kW	Sistemas PV integrados nas moradias.	-
Pequeno comércio BAPV 10-100 kW	Sistemas PV instalados no telhado de pequenos edifícios de comércio	1,2
Pequeno comércio BIPV 10-100 kW	Sistemas PV integrados em pequenos edifícios de comércio.	-
Grande comércio BAPV 100-250 kW	Sistemas PV instalados no telhado de grandes edifícios de comércio	1,1
Grande comércio BIPV 100-250 kW	Sistemas PV integrados em grandes edifícios de comércio.	-
Indústrias BAPV > 250 kW	Sistemas PV instalados no telhado e coberturas de unidades industriais.	1,0
Pequenas centrais PV 1-20 MW	Sistemas PV instalados numa área cujo para produção de energia final para venda.	0,7 – 0,8
Grades Centrais PV > 20 MW	Sistemas PV instalados numa área para produção de energia final para venda.	0,6 – 0,7

Como se pode observar pela tabela 3.2 o mercado português não apresenta ainda uma dimensão notável no que toca a sistemas BIPV, pelo que na tabela não são ainda apresentadas estimativas para o custo da energia). Os BAPB apresentados “*Building Applied Photovoltaics*” são edifícios cujos sistemas fotovoltaicos foram, como o nome indica, aplicados à infraestrutura e envolvente construtiva do edifício, posteriormente à sua construção sem nenhum plano energético prévio.

3.2. Casos de Estudo em Portugal

A introdução de novas medidas relacionadas com a eficiência energética dos edifícios veio promover uma série de novos projetos de investigação a nível nacional que visam apresentar respostas a várias questões energéticas.

3.2.1. Edifício solar XXI



Figura 3.2 - Edifício Solar XXI - Campus LNEG em Lisboa [32]

Edifício Solar XXI (figura 3.2), inaugurado em 2006 e localizado no Campus do Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) em Lisboa é apontado como um projeto de demonstração da implementação de um Edifício Energeticamente Eficiente [32]. Este projeto representa a aplicação prática do conceito de NZEB (Net Zero Energy Building) – edifícios com “consumo zero” de energia, onde a quantidade total de energia consumida anualmente é aproximadamente igual à quantidade de energia produzida.

O projeto inicial do edifício contempla a integração de um sistema fotovoltaico na fachada Sul do edifício, de 96 m² de módulos fotovoltaicos de Silício Policristalino com 12 kWp. Foram também instalados módulos de Silício Amorfo em estruturas metálicas que formam um dos parques de estacionamento do edifício, totalizando este, uma área de 95 m² para uma potência instalada de 6

kW. O segundo parque de estacionamento inclui 150 módulos de filme fino do tipo CIS: (Módulos de Disseleneto de Cobre Índio), correspondente a uma área de 110 m² com uma potência instalada de 12 kW.

A nível de produção de energia, a última monitorização feita em 2011 consta que o Solar XXI apresentou um consumo total de 36 MWh. comparativamente a uma produção de energia elétrica composta pelos três sistemas fotovoltaicos de 38 MWh. A tabela 3.3 apresenta o total de energia produzida pelo sistema fotovoltaico [33].

Tabela 3.3 – Energia Produzida pelo Sistema Fotovoltaico

Sistema PV da fachada Sul, valores da produtividade anual

Ano	Potência instalada (kW)	Irradiação anual (kWh/m²)	Utilização anual de potência Instalada (horas)
2006	12,16	1118	950
2007	12,16	1193	1004

Sistema PV do parque de estacionamento, valores da produtividade anual

Ano	Potência instalada (kW)	Irradiação anual (kWh/m²)	Utilização anual de potência Instalada (horas)
2006	6,00	1799	1368
2007	6,00	1781	1401

Valores médios diários da energia produzida e consumida no Edifício Solar XXI, até 2009

Energia produzida (kWh)			Consumo (kWh)	Energia produzida %
PV Parque	PV Fachada	PV Total	Solar XXI	PV / Consumo
23	31	54	78	78

Como se pode constatar a partir da tabela 3.3, este projeto apresenta o quão bem-sucedido pode ser a aplicação tecnológica de um BIPV. O LNEG participa também em diversos projetos de investigação na área, um deles, o Projeto Solar Tiles – Desenvolvimento de Sistemas Solares Fotovoltaicos em Coberturas e Revestimentos Cerâmicos permite produzir energia elétrica através de um filme que é aplicado nos revestimentos cerâmicos [34].

O sistema apontado foi incorporado num edifício de médias dimensões, contudo, existem muitas oportunidades de implementação de um BIPV em diversos outros edifícios, tais como: escritórios, comércio, hotéis, hospitais, ensino e até pequenas habitações.

3.2.2. Potencial Fotovoltaico em Lisboa com dados LiDAR

Foi realizado um projeto de investigação que permitiu estimar qual seria o potencial fotovoltaico de um meio urbano situado em Lisboa, utilizando dados *LiDAR* e a extensão do *ArcGIS Solar Analyst* que permite mapear e analisar a irradiação solar numa área geográfica específica em determinados intervalos de tempo [35].

A análise do mesmo demonstra que, para uma relativa baixa penetração fotovoltaica, o potencial fotovoltaico pode ser estimado facilmente desprezando o fenómeno de sombreamento e locais com inclinação e orientação ótimas. Para uma penetração fotovoltaica mais elevada, que consistiria no total ou parcial área coberta de telhados e fachadas, o potencial PV seria maior, considerando uma superfície horizontal relativa à área exposta dos edifícios.

A metodologia do projeto consistiu em três passos:

1. Construção de um modelo de terreno digital (DTM) e modelo de superfície digital (DSM) utilizando dados de LiDAR e imagens aéreas.
2. Estimação da distribuição espacial dos edifícios, número de andares, altura entre outros.
3. Modelação da radiação solar utilizando a extensão do *ArcGIS Solar Analyst*.

O local de estudo está localizado em Carnaxide, Oeiras (38.43° N, 9.8 W), com 5036 residentes (ano de estudo do projeto). Nele estão incluídos 538 edifícios com uma área disponível de 85 000 m² que se traduz numa área disponível média de 160 m² (figura 3.3).

A irradiação horizontal média estimada para o local é de 1,83 kWh/m²/ano, que se traduz numa energia total nos telhados de 96 GWh/ano, o que significa que cada edificio poderá receber até 180 MWh/ano. Para poder determinar o potencial fotovoltaico dos edifícios é necessário converter o valor de insolação de uma determinada área (kWh/m²/ano) em energia que um sistema PV comum receberia em certas condições de irradiação (kWh/Wp/ano), para tal divide-se a irradiação anual de 1000 W/m² e multiplica-se pelo rendimento do sistema, neste caso de 80%, assumindo ainda um rendimento médio de um módulo fotovoltaico de 12%.

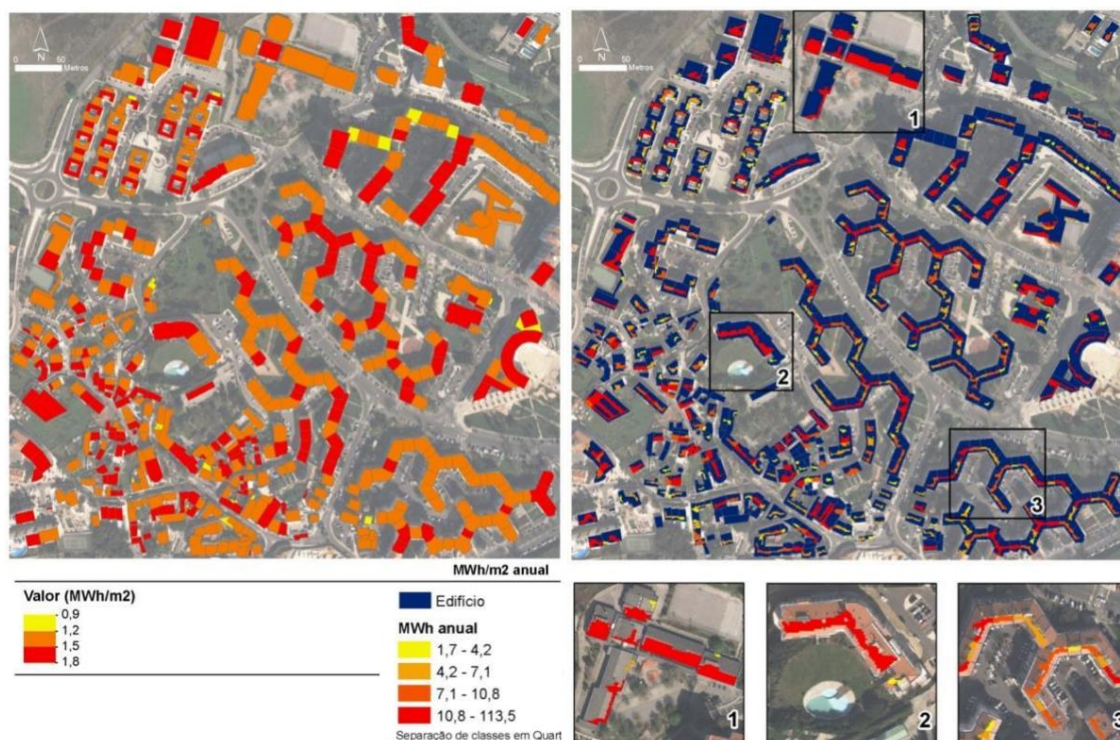


Figura 3.3 – Potencial PV em meio urbano utilizando LIDAR data, 2010, Solar Energy [35]

Deste estudo foi estimado que o potencial PV dos 538 edifícios registados seria de cerca de 11,5 GWh/ano com uma capacidade instalada de 7 MW, que corresponderia a 48% das necessidades locais de eletricidade.

Mais uma vez é possível observar que existe uma boa oportunidade de aproveitamento do potencial fotovoltaico em edifícios. A aplicação de sistemas integrados em edifícios novos (BIPV) e sistemas aplicados a existentes (BAPV) permitiriam assim uma forma produção de energia elétrica. Contudo, o potencial PV de uma região urbana apenas seria aproveitado de forma económica se os custos dos sistemas PV integrados fossem relativamente baixos, deve-se então averiguar quais os locais mais favoráveis para instalar sistemas PV, como em telhados com inclinação ótima e considerando o fenómeno de sombreamento da envolvente.

Surge assim, a necessidade de desenvolver métodos que facilitam a implementação de sistemas fotovoltaicos em edifícios tendo em conta as diversas considerações e restrições da envolvente, com vista a obter um bom aproveitamento energética com recurso à produção fotovoltaica.

A figura 3.4 apresenta a radiação solar incidente numa área de cobertura de edifícios de acordo com diferentes classes. A título de exemplo, é ainda possível obter a Carta de Potencial Solar de Lisboa, facultada pela Lisboa E-Nova [35].

Trata-se de um projeto realizado no âmbito da eficiência energética que consiste no mapeamento do potencial de todos os telhados, desenvolvido através da aplicação webGIS.

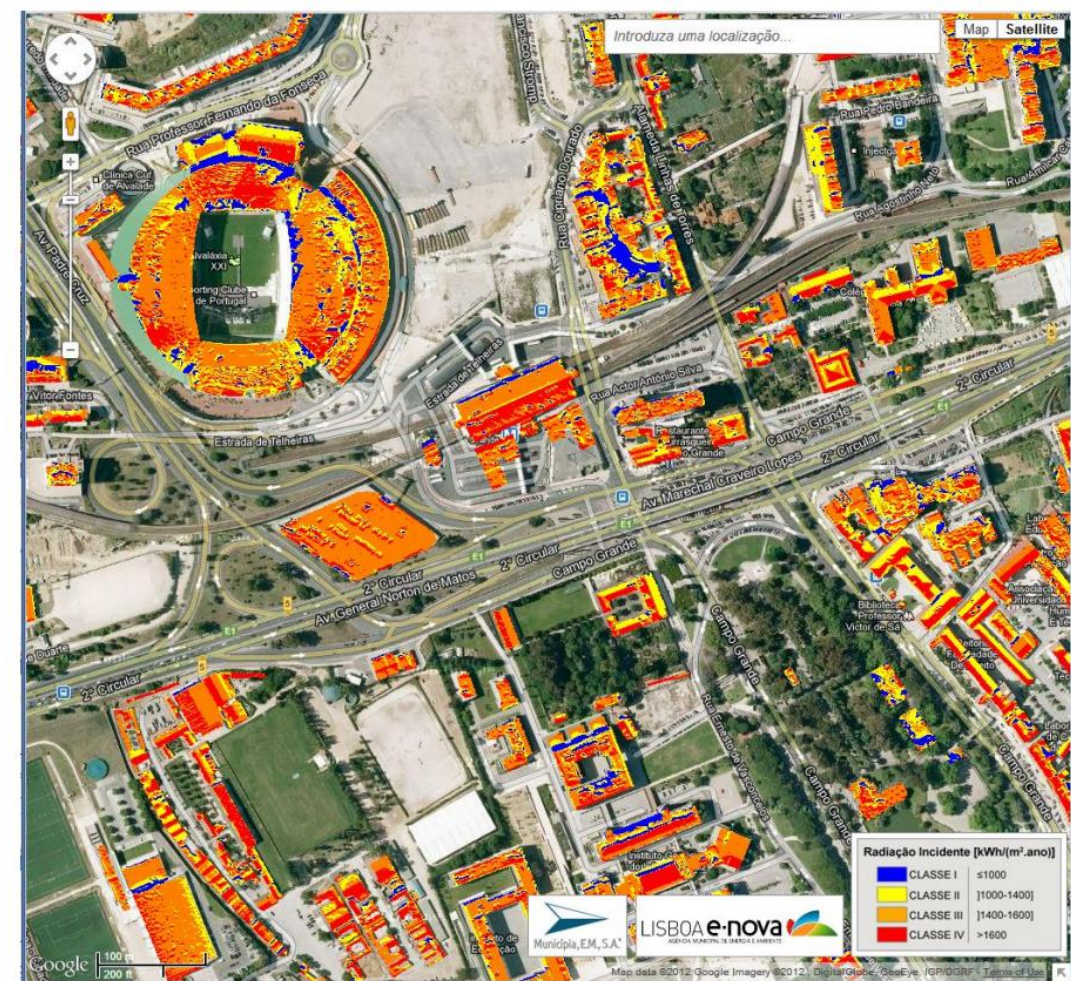


Figura 3.4 – Carta de Potencial Solar de Lisboa [35]

3.3. Conceito BIPV

O termo BIPV remete para o conceito de integrar elementos fotovoltaicos na envolvente de um edifício, para tal são utilizadas tecnologias cada vez mais avançadas para este fim.

Os módulos fotovoltaicos incorporados permitem substituir a utilização de materiais construtivos convencionais, assumindo novas funções. Muitas destas tecnologias adotam as funções dos materiais já normalmente utilizados, tais como proteção contra a radiação do sol, isolamento térmico, proteção contra a chuva e intempérie, sombreamento de áreas, substituição de telhas, entre outras.

Apesar de já se possuir o *know-how* necessário esta tecnologia não é amplamente utilizada devido aos grandes desafios a que o planeamento e projeto estão sujeitos. A tecnologia BIPV têm-se deparado com algumas barreiras já apresentadas no subcapítulo anterior, umas relacionadas com o design e aspetos estéticos dos edifícios, e outras, como a demonstração do desempenho da própria tecnologia a longo prazo, conformidade com as legislações legais, interação inteligente com a rede e relação custo-benefício.

Em princípio, o BIPV pode ser usado em todas as partes da envoltória do edifício, embora o telhado e coberturas sejam as áreas adequadas para a instalação de elementos fotovoltaicos devido à relativa facilidade de implementação e ao ótimo aproveitamento do potencial fotovoltaico. Fachadas e claraboias podem também ser aproveitadas para aumentar o potencial fotovoltaico do edifício.

Em suma, pode-se enumerar algumas vantagens do sistema BIPV [36]:

- Crescimento do mercado – o mercado imobiliário é vasto e fornece um potencial de crescimento na integração de sistemas FV em edifícios;
- Eliminação de perdas de transmissão e distribuição – nestes sistemas, a energia é produzida perto dos locais de consumo, eliminando assim as perdas de transmissão e distribuição da rede elétrica;
- Compensação do custo dos módulos – o custo dos módulos PV, embora reduzido, é compensado pela substituição de construção (telhas, janelas, vãos envidraçados);
- Não necessidade de estruturas de suporte e terrenos – não são necessárias estruturas de suporte para a montagem dos componentes FV, dado que estes passam a fazer parte da envoltória do edifício.
- Influência da tecnologia nos próprios sistemas – a utilização de elementos FV no edifício promove a imagem deste e o seu impacto visual;
- Diminuição da ponta no diagrama de carga – estes sistemas permitem compensar e diminuir a ponte no diagrama de carga, devido à produção que vai de encontro com as necessidades energéticas diárias do edifício.

3.4. Aplicações de integração fotovoltaica em edifícios

A integração de módulos fotovoltaicos em edifícios pode ser implementada de diversas formas, existindo várias soluções desde a aplicação direta na envoltória no edifício até a utilização de estruturas exteriores como parques de estacionamento.

Fachadas

As fachadas são o aspeto construtivo que mais se realça num edifício. É através da escolha de formas e cores que se consegue transmitir a “imagem” que se pretende dar ao edifício. Atualmente as paredes modernas são constituídas por diversas camadas individuais entre si, visando apresentar diversas funções [26]:

- Capa externa do edifício e proteção visual;
- Separação entre o interior e o exterior;
- Proteção contra a intempérie;
- Aproveitamento da luz do dia e proteção solar;
- Definição da imagem do edifício e do seu impacto na envolvente urbana.



Figura 3.5 – Fachada Fotovoltaica

Existem duas técnicas na instalação de módulos fotovoltaicos nas fachadas. Na primeira recorre-se a integração de módulos convencionais na fachada através de sistemas de fixação e estruturas adequadas. A segunda é a substituição dos materiais construtivos convencionais por materiais com propriedades fotovoltaicas, integrados nas fachadas (figura 3.5).

Cobertura

As coberturas de vidro são usadas maioritariamente com o objetivo de receber iluminação natural (figura 3.6). Aqui, podem ser utilizados os mesmos materiais e estruturas das fachadas de vidro. Contudo, é necessário ter em conta as medidas estruturais especiais necessárias de forma a reduzir as elevadas cargas térmicas e tensões mecânicas ao qual a estrutura está sujeita.

Os exemplos a seguir apresentados, não correspondem necessariamente a um conceito BIPV, no entanto, a sua aplicabilidade poder-se-ia estender a outras aplicações não menos importantes em diversos espaços. Nestes casos, será importante realizar um estudo de igual forma para determinar qual o posicionamento ótimo dos módulos tendo em conta a sua envolvência arquitetónica.



Figura 3.6 – Cobertura Fotovoltaica

Claraboias



Figura 3.7 – Claraboia Fotovoltaica

Também as claraboias passam por um tipo de solução a considerar. Devido ao amplo espaço de iluminação apresentam ainda diversos benefícios, como os módulos apresentarem uma característica transparente, fazendo deste modo o aproveitamento de iluminação natural (figura 3.7).

Varandas

Apesar de não ser recorrente devido à relação entre o custo necessário para implementar e o proveito da energia potencial, as varandas fotovoltaicas permitem tirar partido da exposição solar aliado à estética do próprio edifício (figura 3.8).



Figura 3.8 – Varanda fotovoltaica

Estufas

As estufas são locais onde se deve manter a temperatura, humidade e iluminação constantes para obter a maior produção agrícola possível. As estufas utilizadas na agricultura estão em grande parte localizadas longitudinalmente norte-sul para reduzir a radiação solar excessiva durante o meio-dia.

Contudo, independentemente da orientação, é possível obter um aproveitamento solar substancial (figura 3.9).



Figura 3.9 – Estufa Fotovoltaica

Toldos

Como observado nestas diferentes aplicações, desde que existe um espaço livre e acessível que esteja exposto à radiação solar, é possível implementar painéis fotovoltaicos. De seguida mostram-se mais alguns exemplos de pequenas aplicações para produção de energia fotovoltaica, embora não diretamente aplicados a edifícios, tais como toldos de paragens de transportes públicos (figura 3.16) e pequenos projetos instalados no solo ou pavimento (figura 3.10).



Figura 3.10 – Toldo fotovoltaico

Solo/Pavimento

Embora estas soluções não sejam economicamente viáveis, devido ao potencial valor acrescido da manutenção a que estes sistemas estão sujeitos, são maioritariamente utilizados como casos de estudo e de apresentação à comunidade como forma de apelo à adoção de energias alternativas, como mostra a figura 3.11.



Figura 3.11 – Solo Fotovoltaico

Parques de Estacionamento

Atualmente já existe uma preocupação em aproveitar a área de cobertura dos parques de estacionamento, quer seja em zonas comerciais, de residência e muitos outros locais. Como o objetivo principal é fornecer uma proteção contra a exposição solar para os veículos, é aproveitada a zona da cobertura para integração de sistemas PV. As estruturas apresentam formas variadas consoante a sua aplicação e decisões por parte do projetista (figura 3.12).



Figura 3.12 – Parque de Estacionamento fotovoltaico

Barreira Acústica

Uma nova abordagem que tem surgido é a exploração do aproveitamento fotovoltaico em barreiras acústicas. O objetivo destas barreiras prende-se essencialmente na necessidade de reduzir o ruído de forma eficaz. O ruído do tráfego é uma das razões para a criação deste tipo de estruturas, devido ao incómodo e impactos negativos que podem apresentar à saúde [27]. É bastante comum observar este tipo de estruturas em autoestradas e vias rápidas em Portugal. Mais uma vez, é aproveitado a estrutura para acondicionar os módulos fotovoltaicos, como a figura 3.13 mostra.



Figura 3.13 – Barreira Acústica Fotovoltaica

3.5. Estratégias de Otimização para Aproveitamento Fotovoltaico

Um dos parâmetros mais cruciais na determinação do desempenho de um sistema PV é o ângulo ótimo de inclinação, trata-se de uma condicionante que se traduz numa maior influência na energia produzida e o seu estudo é fundamental em qualquer instalação fotovoltaica no sentido de obter um maior aproveitamento energético [37]. Este aspeto é particularmente importante na implementação de um sistema integrado em edifícios, dado que a envolvimento do edifício e disposição das diferentes fachadas podem dar origem a um aproveitamento energético muito reduzido [38].

Os vários sistemas utilizados para captação de energia solar, coletores solares para AQS ou sistemas PV estão muito dependentes do ângulo ótimo de inclinação, que varia de acordo com o plano inclinado. Consoante a aplicabilidade do sistema, pode ainda ser ajustado de forma diária, mensal ou sazonal de forma a maximizar a quantidade de radiação solar recebida, respeitando a inclinação do telhado ou fachada.

Com o intuito de estudar o ângulo ótimo têm surgido diversos estudos, empíricos e experimentais, que apresentam a forma como o ângulo ótimo está relacionado com a Latitude geográfica. Em [39] apresenta-se o ângulo ótimo como sendo igual a $L+20$, no qual L é a latitude. Já em [40] apresenta-se o ângulo ótimo como sendo igual a $L-10$, enquanto que em [41] propõe-se ser de $L\pm 20$ (onde os sinais positivo e negativo são utilizados para o verão e inverno respetivamente). Contudo, foi apresentado uma abordagem teórica, nomeadamente por investigadores da Universidade de Mu'tah, Jordão. Esta abordagem foi baseada num modelo computacional de cálculo do ângulo ótimo diário e mensal de acordo com diversas latitudes em função de cada dia e mês [42]. Uma abordagem onde se apresentou 12 equações para o cálculo do ângulo ótimo mensal foi proposta por [43]. Em [44] apresentou-se um modelo matemático para calcular a radiação total sobre uma superfície inclinada e determinou-se os ângulos de inclinação ótimos para um coletor de placa plana em Assiut, Egipto numa base diária. Os resultados mostram que com a mudança o ângulo de inclinação oito vezes num ano, é possível obter uma radiação total no coletor perto do seu valor máximo, e com isto alcançar-se um ganho anual de 6,85% em radiação total do que no caso de um coletor de placa plana com um declive fixo de 27° , que é igual a latitude de Assiut. No trabalho [45] apresenta-se um cálculo para a inclinação ótima para a latitude de 10° norte a 50° norte, tendo-se concluído que se o coletor for ajustado pelos ângulos sazonalmente ótimos, é obtido mais 10% de energia é recebida quando comparado com o ângulo de inclinação zero. Em [46] foi apresentado um cálculo para o ângulo de inclinação ideal horário de modo a obter a média anual deste ângulo em Valência, Espanha. Através desse trabalho foi possível verificar que se um coletor solar estiver inclinado no ângulo médio ótimo para essas horas, este iria captar a maior parte da radiação solar porque, a maioria da radiação solar é obtida nas horas por volta do meio-dia. Além disso, mostraram que a quantidade de irradiação recebida utilizando o ângulo de inclinação médio ótimo anual é apenas 6% menor do que quando se muda o ângulo de inclinação todos os meses. Note-se que eles não consideraram o ângulo de

azimute de superfície.

Para além das abordagens referidas, também foram feitas propostas para a determinação do ângulo ótimo dos painéis fotovoltaicos, a partir de técnicas avançadas de otimização. Assim, em [47] propôs-se a utilização de um algoritmo genético para o cálculo do ângulo ótimo considerando várias situações como seja, a hora, o dia, o mês e o ano para o Irão. Em [48] foi proposto utilizar um outro tipo de algoritmo avançado, nomeadamente o PSO (Particle Swarm Optimization). Este trabalho focou-se num local do globo específico, como foi o caso da ilha Formosa. Através deste trabalho verificou-se que o ângulo anual ótimo para a área de Taipé é de 18.16° e 17.31°, 16.15°, 15.79°, 15.17°, 17.16°, 15.94° para Taichung, Tainan, Kaosiung, Hengchung, Hualian e Taitung respetivamente. Conforme seria de esperar, verificou-se que através destas técnicas de otimização, foi possível obter melhores resultados quando comparados os outros métodos clássicos (método baseado na latitude e método da maximização da radiação pela variação do ângulo de 0° a 90° em passos fixos). De referir, que no caso das instalações existentes em Portugal, tem sido utilizado um método empírico. Tendo isto em consideração, estima-se que a orientação ótima em Portugal, para os sistemas solares seja voltado a Sul com uma inclinação de 35°, tanto mais próxima da Latitude quanto possível. Assim, o ângulo com a horizontal será equivalente ao da Latitude $\pm 5^\circ$. Supõem-se ainda que os ângulos superiores a 35° favorecem o Inverno e os ângulos inferiores a 35° favorecem o Verão [49].

Contudo, os métodos propostos e estudados apresentam uma limitação, nomeadamente quando se consideram restrições na radiação solar recebida pelos painéis ao longo do dia. De facto, estes métodos consideram que os painéis são colocados num local onde é possível receber radiação solar ao longo de todo o dia. No entanto, com a importância cada vez maior de se produzir energia elétrica a partir de fontes renováveis, e tendo ainda em consideração que nos últimos anos o preço de custo destes sistemas tem apresentado uma redução muito acentuada, começa-se a considerar utilizar cada vez mais painéis em locais onde não é possível receber radiação solar ao longo de todo o dia, sobretudo por restrições de carácter arquitetónico. Nesta situação, o ângulo ótimo da inclinação dos painéis fotovoltaicos altera-se, pelo que, os métodos que são utilizados para esse cálculo deixam de ser válidos.

Capítulo 4

Otimização do Ângulo de Painéis Solares

Neste capítulo será apresentada a metodologia utilizada na estimativa da radiação incidente numa superfície inclinada. Inicialmente serão abordados os conceitos necessários relativos aos vários ângulos solares e perfil diário do sol. De seguida serão apresentadas duas metodologias que permitem determinar o ângulo ótimo para uma superfície ao longo do ano. Finalmente, e com vista a comparar estes dois métodos, será desenvolvido um programa baseado num algoritmo genético que permite encontrar o ângulo ótimo otimizado que se traduz na máxima radiação direta captada por um módulo fotovoltaico.

4.1. Radiação Solar

A radiação solar incidente numa determinada superfície pode ser decomposta em duas componentes, radiação direta (G_{Bt}) e radiação difusa (G_{Dt}). A primeira é referente aos raios solares que vêm diretamente do sol, a segunda corresponde à radiação que é proveniente de todas as direções da atmosfera, resultantes da dispersão das partículas. A radiação difusa pode ainda apresentar uma componente adicional, correspondente aos raios solares que são refletidos numa superfície (G_{Gt}). Ao total das várias componentes da radiação acima descritas dá-se o nome de radiação total (G_t), conforme a figura 4.1.

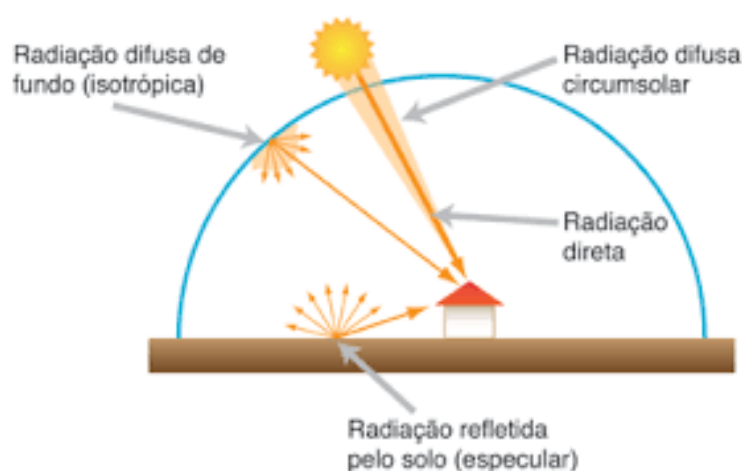


Figura 4.1– Componentes da Radiação Solar

4.1.1. Ângulos Solares e Posição do Sol

De forma a obter o melhor aproveitamento solar é necessário conhecer o ângulo entre os raios solares e a superfície do módulo fotovoltaico. Este estudo permite determinar a melhor orientação possível de um sistema PV.

Devido à inclinação do eixo da Terra, a inclinação dos raios solares ao incidir numa superfície difere ao longo do dia, como se pode observar pela figura 4.2.

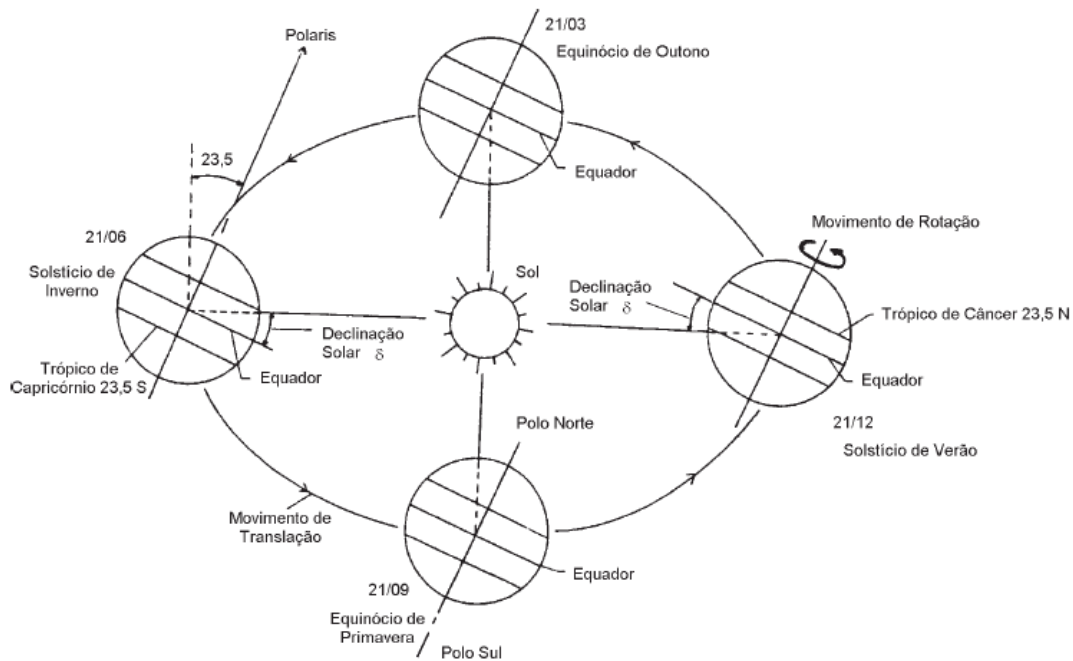


Figura 4.2 – Ângulo entre o plano do equador e a direção Sol-Terra – declinação [50]

O ângulo de declinação δ é o ângulo entre a linha que une os centros da Terra e o Sol e o plano equatorial e pode ser aproximado pela expressão:

$$\delta = 23,45 \times \sin\left(\frac{360 \times 284 \times N}{365}\right) \quad (4.1)$$

Onde N corresponde ao número de dias decorridos desde o início do ano [51].

Para uma dada superfície inclinada, é ainda possível determinar para qualquer momento do ano os vários ângulos de incidência dos raios solares, como representa a figura 4.3.

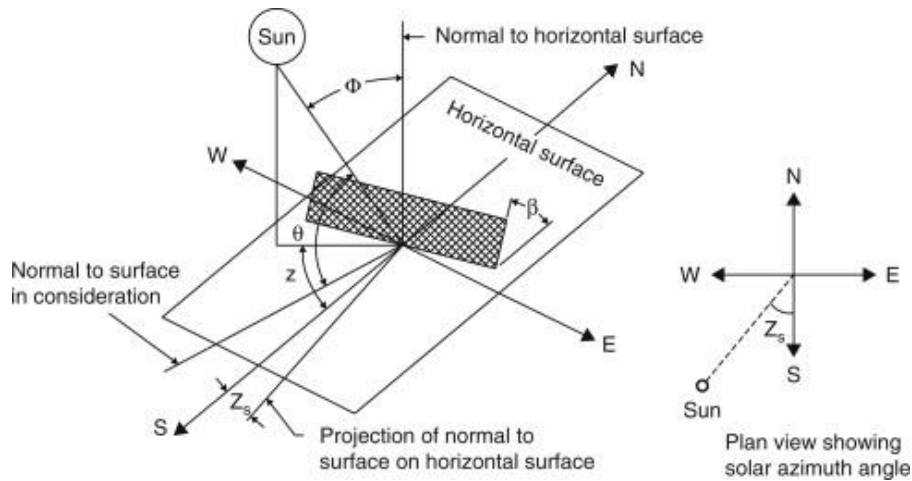


Figura 4.3 – Representação dos diversos ângulos de incidência [52]

A projeção do ângulo de azimute Z_s , é, de uma forma simples, formada entre a direção Sul e a projeção da linha Sol-Terra sobre a horizontal. Variando com a orientação para Este de 0° a -180° e Oeste entre 0° e 180° . Sendo que par uma superfície orientada a Sul é de 0° e Norte de 180° .

A determinação de diversos ângulos pode ser definidos a partir de três variáveis: o ângulo horário ω , o ângulo de declinação δ e a Latitude ϕ .

A Latitude ϕ é o ângulo entre a linha que une o ponto na superfície terrestre e o centro da Terra e o plano equatorial. O ângulo horário ω é o ângulo entre o meridiano onde se encontra o observador e o plano que contém o centro do sol. É definido através de:

$$\omega = 15 \times (t_s - 12) \quad (4.2)$$

Onde t_s é a hora solar em horas, e o ângulo ω em graus. A hora solar é, como a equação transmite, máximo ao meio dia solar.

A altura solar α corresponde ao ângulo entre os raios solares e o plano horizontal, representado na figura 4.4.

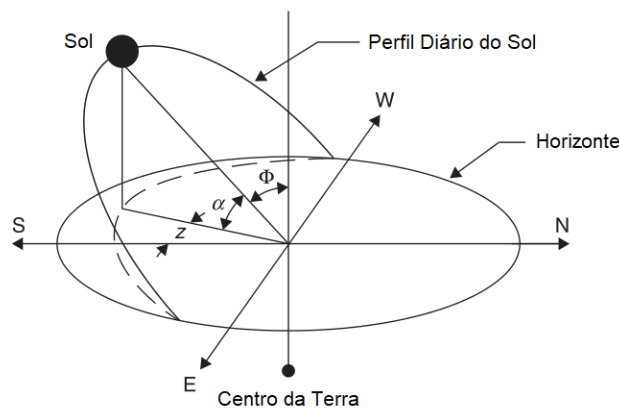


Figura 4.4 – Evolução diária do perfil do Sol [52]

Tanto a altura solar α como ângulo de Zénite Φ estão relacionados, sob a forma:

$$\alpha + \Phi = 90^\circ \quad (4.3)$$

Sendo a expressão que define o ângulo da altura solar:

$$\alpha = \sin^{-1}(\sin \delta \sin \phi + \cos \delta \cos \omega \cos \phi) \quad (4.4)$$

De forma a definir o ângulo azimutal Z e a altura solar α a partir dos ângulos horários, de declinação e latitude é necessário recorrer a uma mudança de referencial, do local da superfície terrestre para o centro da Terra. Devido ao facto de nos podermos encontrar em qualquer quadrante é necessário verificar em qual se encontra o ângulo azimutal Z de acordo com uma hora, data e localização específica.

Para o efeito é utilizado:

$$Z' = \sin^{-1} \left(\frac{-\cos \delta \sin \omega}{\cos \alpha} \right) \quad (4.5)$$

e,

$$\begin{aligned} \cos \omega \geq \frac{\tan \delta}{\tan \phi} &\Rightarrow Z = 180^\circ - Z' \\ \cos \omega < \frac{\tan \delta}{\tan \phi} &\Rightarrow Z = 360^\circ + Z' \end{aligned} \quad (4.6)$$

Relativamente ao cálculo da hora solar t_s , utilizada para definir o ângulo horário, pode ser determinada pela hora de relógio local (LCT) da seguinte forma:

$$LCT = t_s - \frac{EOT}{60} + LC + D \quad (4.7)$$

Onde LCT vem em horas e EOT é a equação do tempo em minutos, LC é a correção da longitude em horas e D é o parâmetro da hora de Verão. Este último parâmetro é igual a 1 (hora) no Verão e 0, no Inverno.

A equação do tempo (EOT) é a diferença entre a hora solar média e a hora solar real, sendo aproximada por:

$$EOT = 0,258 \cos x - 7,416 \sin x - 3,648 \cos 2x - 9,228 \sin 2x \quad (4.8)$$

Na Equação, x é definido como:

$$x = \frac{360(N - 1)}{365,242} \quad (4.9)$$

Onde N é o número de dias desde o início do ano.

A correção da longitude LC representa a diferença entre a hora do meridiano de referência e a hora da localização exata do sistema em estudo. É definida por:

$$LC = \frac{LL - LSTZ}{15} \quad (4.10)$$

LC vem em horas, LL é a longitude local, e $LSTZ$ é a longitude do meridiano da referência horária considerada, em graus.

Admitindo um módulo fixo inclinado segundo um ângulo β com a horizontal e orientado segundo um ângulo de perfil azimutal, Z , é possível definir a sua orientação relativamente à posição do sol.

Desta premissa é possível determinar o ângulo de incidência solar θ para uma superfície de um modulo fixo com a seguinte expressão:

$$\cos \theta_i = \sin \alpha \cos \beta + \cos \alpha \sin \beta \cos(Z - Z') \quad (4.11)$$

O ângulo de incidência θ_i pode ainda ser determinado em função do ângulo horário, de declinação e de latitude, e em função da data, hora e localização através de:

$$\begin{aligned} \cos \theta_i = & \sin \delta \sin \phi \sin \beta - \cos \phi \sin \delta \sin \beta \cos Z + \cos \phi \cos \delta \cos \omega \cos \beta \\ & + \sin \phi \cos \delta \cos \omega \sin \beta \cos Z + \cos \delta \sin \omega \sin \beta \sin Z \end{aligned} \quad (4.12)$$

4.1.2. Radiação direta em planos inclinados

Normalmente, os módulos são instalados com uma inclinação tal que permita obter o máximo de radiação possível e reduzir perdas devido a reflexões e efeito do cosseno. Desta forma, na concretização de um projeto é necessário obter diversos dados de radiação para planos inclinados. Contudo, regularmente apenas se encontram dados para uma superfície horizontal ou determinado ângulo de incidência, existindo a necessidade de converter estes dados para uma inclinação diferente.

Como visto anteriormente na figura 4.1 a radiação total incidente numa superfície é formada por várias componentes:

$$G_t = G_{Bt} + G_{Dt} + G_{Gt} \quad (4.13)$$

A componente da radiação direta pode ser decomposta para um plano horizontal ou inclinado β de acordo com os ângulos solares abordados, nomeadamente, ângulo de Zênite Φ , Altura Solar α e Ângulo de Incidência θ , como esquematizado na figura 4.5.

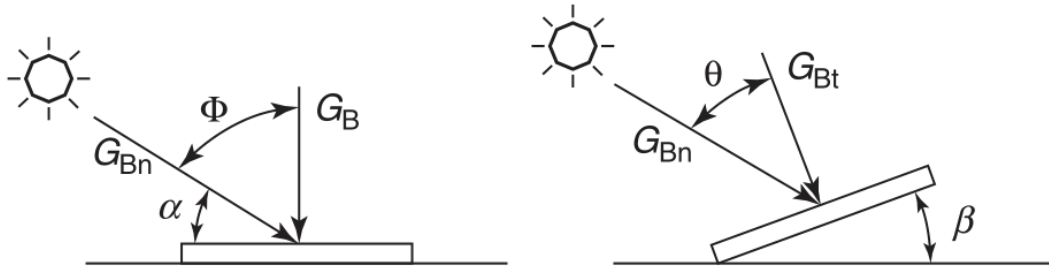


Figura 4.5 – Radiação direta no plano horizontal e inclinado [53]

Assim, a radiação numa superfície inclinada é:

$$G_{Bt} = G_{Bn} \cos \theta \quad (4.14)$$

E, no plano horizontal:

$$G_B = G_{Bn} \cos \Phi \quad (4.15)$$

Onde,

G_{Bt} = radiação direta numa superfície inclinada (W/m^2)

G_n = radiação direta proveniente «diretamente» do sol (W/m^2)

G_B = radiação direta no plano horizontal (W/m^2)

Pelo que se pode obter:

$$R_B = \frac{G_{Bt}}{G_B} = \frac{\cos \theta}{\cos \Phi} = \frac{\sin(\phi - \beta) \sin \delta + \cos(\phi - \beta) \cos \delta \cos \omega}{\sin \phi \sin \delta + \cos \phi \cos \delta \cos \omega} \quad (4.16)$$

Neste caso, R_B corresponde ao fator de inclinação da radiação direta. A última forma da expressão matemática é válida para o caso específico de uma fachada estar orientada a Sul no hemisfério Norte ($Z_s = 0^\circ$). Para o hemisfério Sul (Z_s ideal = 180°), basta trocar os sinais que se encontram entre parêntesis.

A componente da radiação direta para qualquer superfície é definida por:

$$G_{Bt} = G_B R_B \quad (4.17)$$

4.1.3. Fenómeno de sombreamento

Um dos aspetos importantes necessários à implementação de um sistema fotovoltaico é a disposição entre os vários painéis numa superfície. O objetivo é reduzir o efeito do fenómeno de sombreamento de um painel em relação a outro, para tal, é determinado qual o afastamento máximo ideal entre fileiras. Este afastamento corresponde à relação entre a altura mínima do sol e a distância dos próprios módulos, sendo que a altura mínima para uma disposição horizontal corresponde ao ângulo obtido pelo Sol a 22 de dezembro ao meio dia solar.

A figura 4.6 representa o esquema de instalação entre as fileiras dispostos na horizontal.

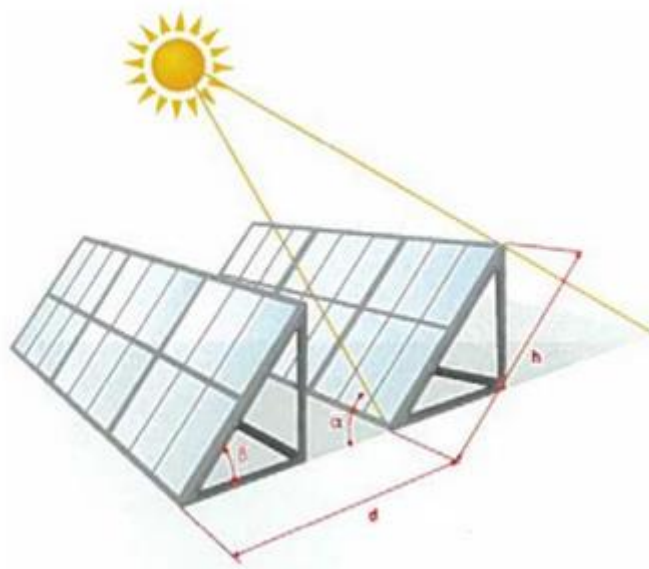


Figura 4.6 – Esquema do espaçamento entre fileiras [53]

Sendo o ângulo α , a altura mínima do Sol, β é a inclinação do painel e d o afastamento entre as fileiras. É possível observar em detalhe, na figura 4.7 como esta análise é efetuada.

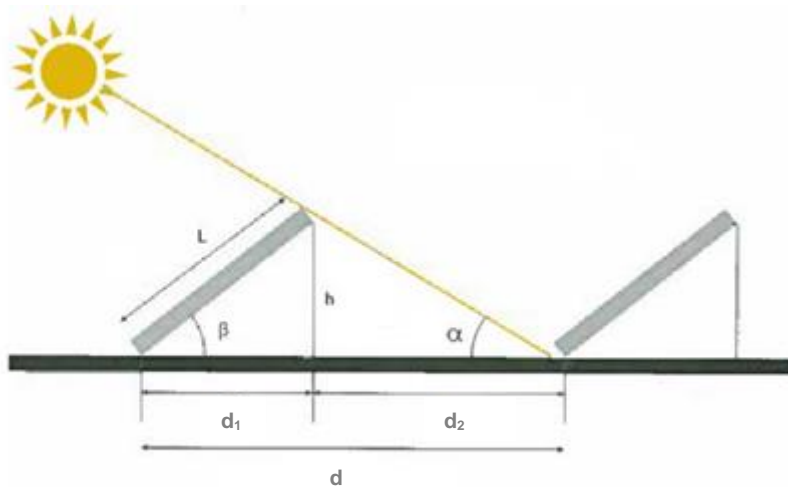


Figura 4.7 – Esquema de perfil do espaçamento entre fileiras [53]

De acordo com isto, o afastamento das fileiras d é dado por:

$$d = L \left(\cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \right) \quad (4.18)$$

Onde L é a dimensão do módulo fotovoltaico, β , a inclinação do módulo e α , o Ângulo da altura mínima do Sol.

Para uma disposição horizontal de módulos também é necessário determinar o afastamento entre módulos dispostos numa superfície vertical, como é o caso de fachadas.

Assim, admite-se que, para um módulo instalado numa pala sombreadora na fachada, existe uma distância mínima entre os módulos para os quais estes não são afetados pelo efeito de sombreamento dos restantes. A altura máxima e, por conseguinte, o afastamento máximo, para uma disposição vertical corresponde ao ângulo obtido pelo Sol no solstício de junho ao meio dia solar, evidenciado pela figura 4.8.

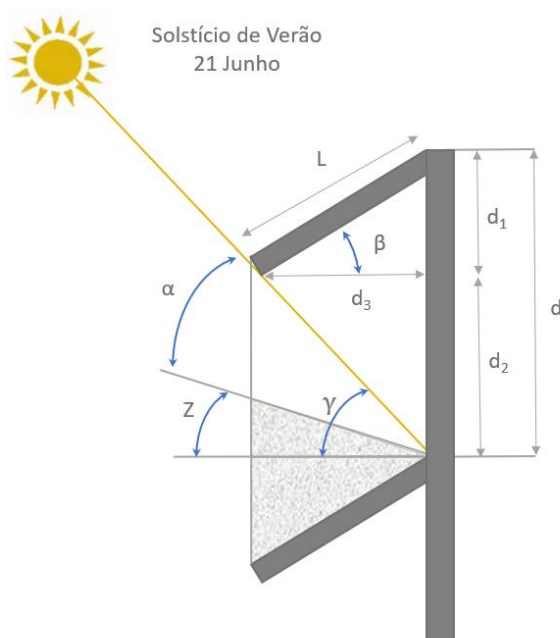


Figura 4.8 – Esquema de perfil do espaçamento entre fileiras (Fonte: Autor)

A relação entre os vários ângulos que permite determinar o afastamento entre os módulos d torna-se agora:

$$\tan \gamma = \frac{\tan \alpha}{\cos Z} \quad (4.19)$$

Obtendo-se por substituição:

$$d = L \times (\sin \beta + \tan \gamma \times \cos \beta) \quad (4.20)$$

Onde L é a dimensão do módulo fotovoltaico, β a Inclinação do módulo, Z o Ângulo de azimute, α o ângulo da altura máxima do Sol e γ o ângulo de perfil.

O ângulo de perfil corresponde ao ângulo formado entre a normal de uma superfície e a projeção dos raios solares num plano normal a uma superfície. Para uma superfície não orientada diretamente a Sul recorre-se à relação entre o ângulo azimutal Z e o ângulo de azimute Z_s e a Altura Solar, como representa a figura 4.9.

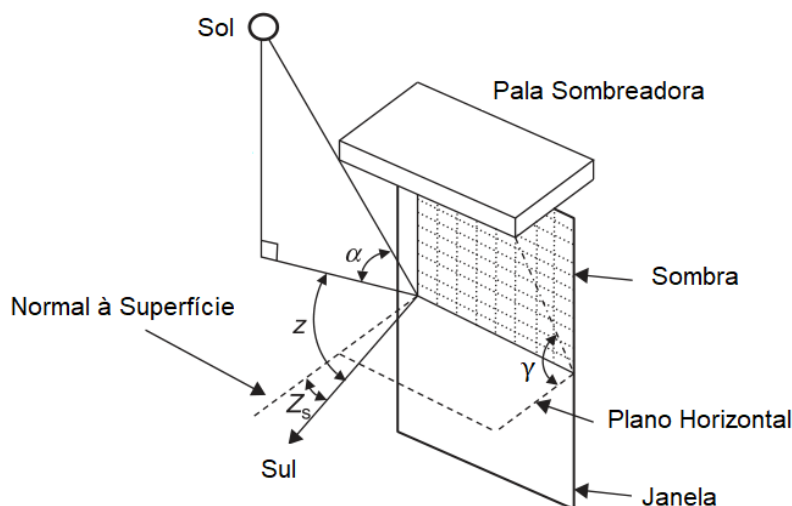


Figura 4.9 – Geometria do ângulo de perfil solar [53]

Obtendo-se:

$$\tan \gamma = \frac{\tan \alpha}{\cos(Z - Z_s)} \quad (4.21)$$

4.2. Método de Otimização Simplificado

O principal foco da presente dissertação prende-se no estudo e na determinação do ângulo ótimo ao longo do dia de forma a obter a máxima radiação direta numa superfície inclinada. Existem diferentes métodos que calculam o ângulo ótimo com recurso às diferentes componentes dos ângulos solares.

A primeira metodologia parte da premissa que a radiação solar numa superfície é tanto maior quanto menor for o ângulo de incidência θ_i , verificado em [54]. Esta constatação torna-se evidente pelo facto de se obter a radiação direta máxima quando esta é perpendicular à superfície inclinada, isto é, quando a radiação direta apresenta o mesmo ângulo definido pela normal à superfície. Tal é possível subtraindo o ângulo de declinação à latitude do local em estudo.

Desta forma, o ângulo ótimo diário pode ser definido por:

$$\beta_{opt,d} = \phi - \delta \quad (4.22)$$

O ângulo ótimo diário verifica-se, nesta situação em particular, para o meio dia solar de cada dia. Para um determinado dia com declinação δ , às 12:00h, o β_{opt} corresponde ao ângulo de Zênite Φ .

Como a Altura Solar e o ângulo de Zênite são complementares, a sua soma resulta num ângulo de 90° . É às 12:00h de cada dia que o ângulo de incidência é mínimo, dado que neste caso, o ângulo horário ω é 0° .

É importante salientar que este método apenas é válido para o ângulo ótimo ao meio dia solar de cada dia, pelo que se mantêm ao longo do dia e varia para cada N dia do ano. Não obstante, o ângulo ótimo de um determinado mês ou período pode ser definido pela média correspondente aos ângulos diários obtidos.

4.3. Método de Otimização baseado em $dI_d/d\beta$

Outro método que permite determinar o ângulo ótimo caracteriza-se pela análise entre o ângulo ótimo β_{opt} e latitude ϕ para todos os dias e mês. Este método inicia-se com a estimativa da radiação total extraterrestre, descrito em [55].

A radiação total extraterrestre numa superfície inclinada orientada a Sul é dada por:

$$I_d = \frac{24}{\pi} I_0 \left[1 + 0.034 \cos\left(\frac{2\pi N}{365}\right) \right] \times [\cos(\phi - \beta) \cos \delta \sin \omega_s + \omega_s \sin(\phi - \beta) \sin \delta] \quad (4.23)$$

Onde,

I_0 é a constante de radiação solar (1373 W/m^2), de acordo com [56].

A expressão 4.23 depende agora também de outra variável, ângulo horário ao nascer e por do sol ω_s . No entanto, estes dois ângulos apresentam o mesmo valor absoluto, porém de sinais contrários. Verifica-se ainda que a Altura Solar é nula nestes dois instantes, substituindo assim $\alpha = 0^\circ$ na expressão 4.4, obtêm-se o ângulo horário ao nascer e por do sol:

$$\omega_s = \cos^{-1}[-\tan \phi \tan \delta] \quad (4.24)$$

A partir da equação 4.23, para qualquer dia N para obter um ângulo de inclinação $\beta_{opt,d}$, a radiação total I_d deve ser derivada em ordem a β e igualada a zero, isto é: $\frac{dI_d}{d\beta} = 0.0$ obtendo:

$$\beta_{opt,d} = \phi - \tan^{-1} \left[\frac{\omega_s}{\sin \omega_s} \tan \delta \right] \quad (4.25)$$

Pode-se ainda assumir que o ângulo ótimo mensal para um mês em particular pode ser aproximado pela média obtida pelo ângulo ótimo diário para esse mês em particular. Para um diferente período: semianual, estação de ano ou outro período, o ângulo ótimo corresponde à média composta pelos diferentes ângulos determinados acima. A radiação total pode ser definida por:

$$I_p = \sum_{N=N_1}^{N=N_2} I_d \quad (4.26)$$

Onde, p é um determinado período e N_1 e N_2 , são o primeiro e último dia do respetivo período.

Pode-se concluir que para um período p , o ângulo $\beta_{opt,p}$ pode ser determinado com recurso às equações 4.25 e 4.26, sendo expresso pela seguinte equação:

$$\beta_{opt,p} = \phi - \tan^{-1} \left[\frac{\sum_{N=N_1}^{N=N_2} \frac{24}{\pi} I_0 \left[1 + 0.034 \cos \left(\frac{2\pi N}{365} \right) \right] \times \sin \delta \omega_s}{\sum_{N=N_1}^{N=N_2} \frac{24}{\pi} I_0 \left[1 + 0.034 \cos \left(\frac{2\pi N}{365} \right) \right] \times \cos \delta \sin \omega_s} \right] \quad (4.27)$$

4.4. Método de Otimização baseada num Algoritmo Genético

Foram descritos nos subcapítulos anteriores diferentes métodos que permitem determinar o ângulo ótimo diário para qualquer dia do ano. Contudo, devido à envolvente de um edifício podem surgir situações onde este ângulo não é adequado ao posicionamento de um módulo fotovoltaico. Na fachada Sul de um edifício este ângulo seria o ideal, no entanto para uma fachada virada a Este ou Oeste, este apenas recebe radiação direta proveniente do sol de manhã ou de tarde.

Pelo que para diferentes períodos do dia o ângulo ótimo será diferente consoante a Orientação a Sul assim como para a hora local.

Tendo em conta as condicionantes referidas acima, surgiu a necessidade de desenvolver um programa que permite determinar o ângulo otimizado para um determinado período do dia para diferentes períodos do ano. O programa utiliza um algoritmo genético cujo objetivo é atingir uma função objetivo.

Os **Algoritmos Genéticos** são métodos de otimização e procura inspirados em mecanismos de evolução de população de seres vivos. Os algoritmos baseados neste modelo seguem o princípio da seleção natural e sobrevivência de acordo com Charles Darwin [56].

A metodologia de procura e otimização atua fundamentalmente segundo dois campos:

- Um intervalo de procura, onde são definidas todas as possíveis soluções do problema;
- Uma função objetivo, que é utilizada para avaliar as várias soluções produzidas.

A **Otimização** consiste em encontrar uma solução que corresponda ao valor máximo ou mínimo de uma função objetivo. A **função objetivo** é definida a partir dos parâmetros envolvidos no problema de otimização em questão. Fornece uma forma de proximidade da solução em relação a um determinado objetivo final, pelo que termina quando encontrado o ponto ótimo de uma determinada condição [56].

O **Fitness** é tipicamente definido em relação à população atual. A função objetivo permite o cálculo do *fitness* de cada indivíduo da população, que apresentará um valor a ser utilizado no cálculo de probabilidade da geração seguinte [56].

A estrutura básica de um algoritmo genético está representada no fluxograma da figura 4.10.

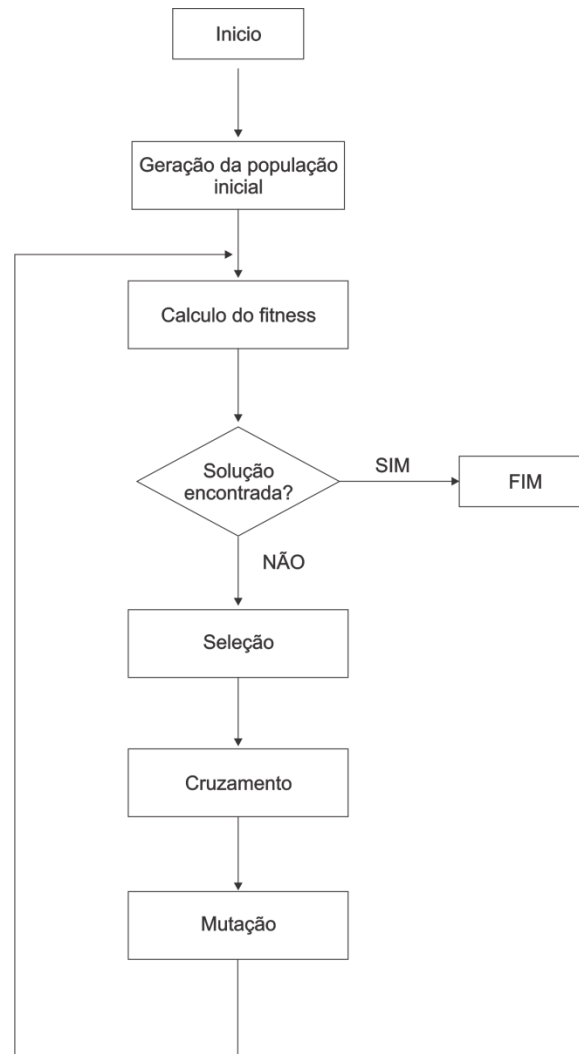


Figura 4.10 – Fluxograma de um Algoritmo Genético [56]

Seguindo o raciocínio do fluxograma da figura 4.10, o início representa a população inicial de indivíduos, gerada de forma aleatória. O **Fitness** é então determinado através do cálculo da função objetivo [56].

Na fase de **Seleção**, os indivíduos mais aptos são utilizados na criação da geração seguinte. A cada iteração da função, são escolhidos indivíduos, ou valores, cada vez mais próximos do objetivo final. O processo de **Cruzamento** passa por originar uma nova geração de forma aleatória, porém com os melhores cromossomas de cada indivíduo de gerações anteriores.

O último passo é o de **Mutação**, e tem a intenção de prevenir que todas as soluções do problema da população atinjam um ponto ótimo local, pelo que é introduzido uma pequena variante de erro.

Utilizando o código genético binário como referência, para um determinado gene, tal significa que o dígito “1” se torna num dígito “0” e vice-versa, a figura 4.11 apresenta esta evolução.

current generation		next generation
01011101	→	01011101
11000110	→	11000110

(a)

current generation		next generation
01011101	→	01000101
11000110	→	11011110

(b)

current generation		next generation
010 <u>1</u> 1101	→	010 <u>0</u> 1101
1100011 <u>0</u>	→	1100011 <u>1</u>

Figura 4.11 – Três fases de um AG. (a) Seleção. (b) Cruzamento (c) Mutação [57]

Seguindo o AG em código binário da figura 4.12, o *fitness* é normalizado ao longo de várias iterações do processo de otimização para permitir o melhor controlo do processo de seleção.

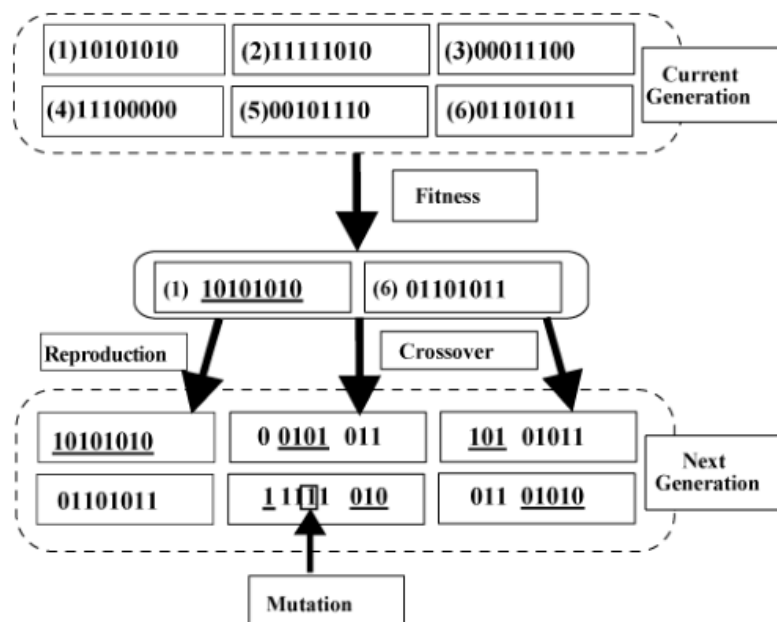


Figura 4.12 – Processo de um AG entre Gerações [57]

Assim, estes algoritmos são úteis para encontrar soluções para problemas de otimização, sendo o caso abordado na presente dissertação. O problema a resolver pelo algoritmo será procurar o ângulo ótimo, tendo por base um conjunto de variáveis, como a radiação e o perfil diário do sol.

4.4.1. Base de dados do programa PVSyst

Neste subcapítulo será realizada uma pequena introdução ao programa PVSyst, dado que a utilização da base de dados e ferramentas foi crucial na implementação do método de otimização.

O PVSyst é um programa de simulação de sistemas fotovoltaicos concebido especificamente para o desenvolvimento de projetos de engenharia, arquitetura e de investigação para aproveitamento solar e produção de energia elétrica. Apresenta um vasto leque de funcionalidades que permite realizar simulações desde o pré-dimensionamento até à conceção do projeto. Para efeitos de estudo e investigação da presente dissertação foi adquirida uma licença de utilização no portal *online PVSyst.com*, pelo que todas as figuras a seguir apresentadas foram obtidas com este programa.

A base de dados meteorológicos do programa, “*Meteonorm*”, possui dados para diversas localizações no planeta, desde índices de radiação, a temperaturas e coordenadas geográficas. A título de exemplo, a figura 4.13 apresenta as coordenadas geográficas para Lisboa.

The screenshot displays the 'Parâmetros da localização por Lisbon (Original PVSyst database)' window. It features three tabs: 'Coordenadas geográficas' (selected), 'Meteorologia mensal', and 'Mapa interativo'. A 'Ver mapa' button is located at the top right. The 'Local' section includes a text field for 'Localização' (Lisbon), a 'País' dropdown (Portugal), and a 'Região' dropdown (Europa), with an 'Obter de coordenadas' button. The 'Coordenadas geográficas' section provides input fields for Latitude (Decimal: 38.7200, Deg. min. sec.: 38 43 12), Longitude (Decimal: -9.1500, Deg. min. sec.: -9 9 0), and Altitude (77). It also includes a 'Fuso horário' dropdown (0.0) and a 'Trajetórias do sol' button. A 'Obtenha do nome' button is present. A note indicates '(+ = Norte, - = Hemisf. Sul)' and '(+ = Este, - = Oeste de Greenwich)'. At the bottom, it shows 'Tempo legal - Tempo solar = 0h 37m' with a help icon.

Figura 4.13 – Parâmetros da localização para Lisboa

Estes parâmetros permitem visualizar a deslocação da altura solar ao longo do dia, variando para cada ângulo de Azimute, como se observa na figura 4.14.

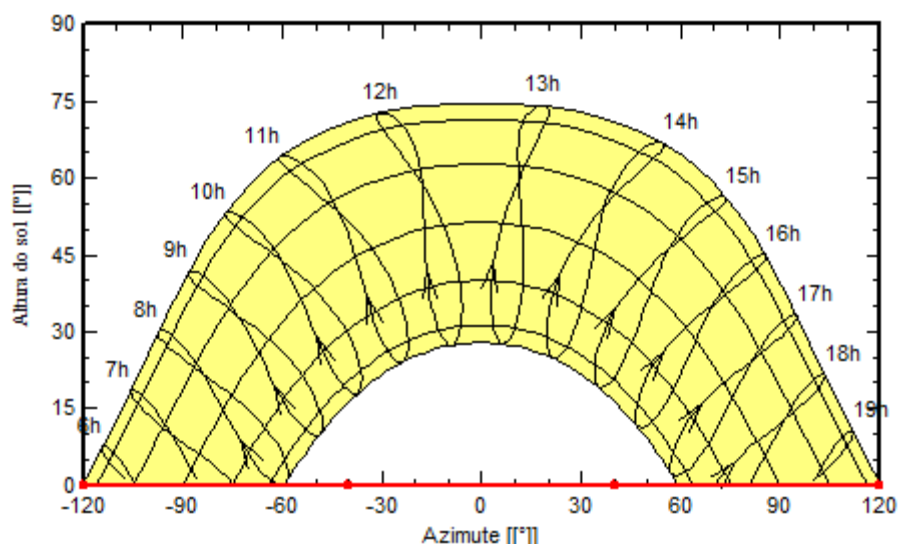


Figura 4.14 – Traçado da linha do horizonte – Hora Legal

Um estudo preliminar inicial sobre o perfil de orientação do sol ao longo do dia em diversas inclinações e valores de irradiação auxiliará e permitirá servir de base para o tratamento de dados na otimização.

A base de dados do PVSyst inclui diversos parâmetros no que toca ao recurso solar. figura 4.15 apresenta diversos parâmetros referentes ao solstício de Verão a cada minuto.

↑ -mês ↓ +mês

Tempo solar	Declin °	Hr Ang °	H Sol °	Az Sol °	HGloCS W/m ²	HDifCS W/m ²	HBmCS W/m ²
21/06/20 12h00	23.4	0.0	74.7	0.0	990	121	868
21/06/20 12h01	23.4	0.3	74.7	0.9	990	121	868
21/06/20 12h02	23.4	0.5	74.7	1.7	990	121	868
21/06/20 12h03	23.4	0.8	74.7	2.6	990	121	868
21/06/20 12h04	23.4	1.0	74.7	3.5	990	121	868
21/06/20 12h05	23.4	1.3	74.7	4.3	989	121	868
21/06/20 12h06	23.4	1.5	74.7	5.2	989	121	868
21/06/20 12h07	23.4	1.8	74.6	6.1	989	121	868
21/06/20 12h08	23.4	2.0	74.6	6.9	989	121	868
21/06/20 12h09	23.4	2.3	74.6	7.8	989	121	868
21/06/20 12h10	23.4	2.5	74.6	8.6	989	121	868
21/06/20 12h11	23.4	2.8	74.5	9.5	989	121	867
21/06/20 12h12	23.4	3.0	74.5	10.3	989	121	867
21/06/20 12h13	23.4	3.3	74.5	11.2	988	121	867

Figura 4.15 – Ângulos de inclinação relativos ao solstício de Verão

As colunas indicam os diferentes ângulos segundo alguns parâmetros, sendo estes definidos por ordem: declinação, ângulo horário, altura solar e azimuth solar. As últimas três colunas apresentam a irradiação (W/m²) global, difusa e direta, respetivamente.

A figura 4.16 apresenta ainda a estimativa mensal da radiação incidente para um plano inclinado de 30° e azimuth 30°.

meteorologia para Lisbon - Synthetically Generated Data				
Plano: inclinação 30°, azimuth 30°, Albedo 0.20				
Início do intervalo	GlobHor kWh/m ² .mês	DiffHor kWh/m ² .mês	BeamNor kWh/m ² .mês	GlobInc (Perez model) kWh/m ² .mês
Janeiro (28 days)	74.0	28.60	118.0	113.2
Fevereiro	89.0	38.80	109.6	121.0
Março (28 days)	138.1	57.00	144.7	163.4
Abril	171.5	63.40	173.0	183.2
Maio	212.6	69.40	215.2	205.3
Junho	228.3	69.60	229.3	215.7
Julho	235.6	64.20	251.9	224.1
Agosto	210.7	59.80	231.7	218.9
Setembro (29 days)	157.8	51.70	181.9	180.7
Outubro	111.2	39.40	146.2	146.2
Novembro (26 days)	71.6	30.60	100.3	103.3
Dezembro	57.6	26.30	93.8	92.2
Ano	1758.0	598.80	1995.5	1967.3

Figura 4.16 – Irradiação num plano inclinado a 30° e azimuth 30°, a Oeste do Sul.

De forma a refletir o modo como a radiação varia para diferentes inclinações e orientações, o PVSyst disponibiliza a variação da radiação em funções destes dois parâmetros. A figura 4.17 apresenta estes valores num intervalo diário.

Clear sky model at Lisbon, (Lat. 38.7200° N, long. -9.1500° W, alt. 77 m)								
kWh/m ²	Global	Extraterr.	Tilt=15°	Tilt=15°	Tilt=15°	Tilt=15°	Tilt=15°	Tilt=15°
Tempo legal	Horiz.	Horiz.	Azim=-180°	Azim=-165°	Azim=-150°	Azim=-135°	Azim=-120°	Azim=-105°
01/01/90 00h00	2.744	4.087	1.297	1.349	1.513	1.745	2.032	2.352
02/01/90 00h00	2.758	4.105	1.308	1.360	1.524	1.757	2.044	2.365
03/01/90 00h00	2.773	4.124	1.321	1.373	1.537	1.771	2.058	2.378
04/01/90 00h00	2.789	4.144	1.334	1.386	1.551	1.784	2.072	2.393
05/01/90 00h00	2.806	4.166	1.348	1.400	1.565	1.799	2.087	2.409
06/01/90 00h00	2.823	4.189	1.363	1.416	1.580	1.815	2.104	2.426
07/01/90 00h00	2.842	4.213	1.379	1.432	1.597	1.832	2.121	2.443
08/01/90 00h00	2.862	4.239	1.396	1.449	1.614	1.849	2.139	2.462
09/01/90 00h00	2.883	4.266	1.413	1.468	1.632	1.868	2.158	2.482
10/01/90 00h00	2.904	4.294	1.432	1.487	1.650	1.887	2.178	2.502
11/01/90 00h00	2.927	4.323	1.451	1.507	1.670	1.907	2.198	2.523
12/01/90 00h00	2.951	4.353	1.471	1.527	1.691	1.929	2.220	2.545
13/01/90 00h00	2.975	4.385	1.492	1.549	1.712	1.951	2.243	2.569

Figura 4.17 – Valores de Radiação de acordo com diferentes inclinações e azimuth.

Este conjunto de dados também podem ser avaliados utilizando as irradiações em forma de percentagem, como mostra a tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Variação da Irradiância para diferentes inclinações e Azimute.

		Azimute (°)												
		0	15	30	45	60	75	90	105	120	135	150	165	180
Inclinação (°)	0	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%
	10	94%	94%	93%	92%	90%	89%	87%	85%	83%	82%	81%	80%	80%
	20	98%	98%	96%	94%	92%	88%	87%	81%	78%	75%	72%	70%	70%
	30	100%	99%	98%	95%	91%	87%	82%	77%	72%	67%	63%	61%	60%
	40	100%	99%	97%	94%	90%	85%	79%	73%	66%	59%	54%	51%	51%
	50	97%	96%	94%	91%	86%	81%	75%	68%	60%	52%	46%	42%	42%
	60	92%	91%	89%	86%	82%	76%	70%	62%	54%	46%	39%	34%	33%
	70	85%	84%	83%	80%	75%	70%	64%	57%	49%	40%	33%	27%	26%
	80	75%	75%	74%	72%	68%	63%	57%	50%	43%	35%	28%	23%	21%
	90	64%	64%	64%	63%	60%	56%	50%	44%	37%	30%	24%	19%	17%

Através da tabela 4.1 é possível verificar que o ângulo ótimo para Lisboa se situa entre os 30 e 40°. Nesta representação assume-se que ângulo de azimute varia de forma simétrica, pois a irradiação é aproximada para uma orientação a Oeste ou Este do Sul.

4.4.2. Método proposto considerando restrições devido a Sombreamentos

Com a disponibilização de dados de irradiação para uma superfície horizontal a cada minuto para um ano de referência, e relacionados de forma direta com a hora solar, é possível construir um programa matemático que determina o ângulo ótimo. Nesta metodologia será apenas utilizada a radiação direta, que se encontra na base de dados do programa acima descrito. A radiação difusa exige um método mais complexo de cálculo e cuja aplicação e estudo se afasta do foco principal da presente dissertação, pelo que esta não será considerada.

Neste programa serão consideradas as expressões fundamentais 4.1 – 4.4 e 4.11 – 4.17. Como os valores de radiação utilizados são referentes à hora solar, não é necessário recorrer a uma mudança de referencial deduzida pelas equações 4.5 – 4.10.

Desta forma o método adotado na implementação do programa seguirá a linha de raciocínio indicado no diagrama da figura 4.18.

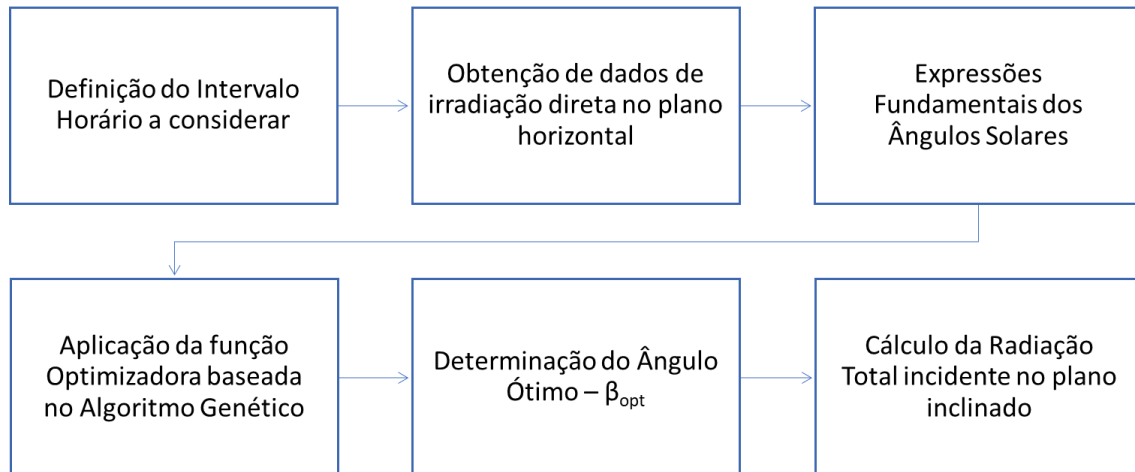


Figura 4.18 – Diagrama do Processo de Otimização Proposto

De acordo com a figura 4.18, inicialmente é necessário estipular o intervalo a considerar. Este é definido pelo instante inicial de cada Mês, Dia, Hora e Minuto, sendo terminado pelo instante final dos mesmos parâmetros. Com a obtenção dos dados de radiação são aplicadas as expressões fundamentais dos ângulos solares, pelo que o algoritmo irá determinar o ângulo ótimo. Finalmente será apresenta o total da radiação incidente no plano inclinado.

4.4.3. Estrutura do Programa de Cálculo

O programa de cálculo foi construído com vista a utilizar a base de dados de radiação horizontal de uma forma acessível e que permita o cálculo da radiação incidente G_{Bt} num módulo para cada valor de radiação horizontal G_B .

Funciona através de duas rotinas de cálculo. A primeira apresenta as variáveis fixas e necessárias ao programa, dentro das quais se encontram:

- Parâmetros de Localização;
- Intervalo Horário a considerar;
- Base de dados da radiação no plano horizontal;
- Inicialização da função optimizadora.

A segunda sub-rotina efetua o cálculo para cada instante do intervalo estipulado (equações 4.1 – 4.4 e 4.11 – 4.17). Esta sub-rotina é inicializada pela função objetivo e percorrida diversas vezes até ser atingido o ângulo ótimo que se traduz na radiação máxima incidente no plano inclinado.

Como os valores de radiação obtidos são correspondentes a cada minuto surgiu a necessidade de encontrar um método que permitisse devolver a localização exata de um determinado valor para o instante pretendido, isto é, para cada “linha” correspondente a cada minuto. Assim, o programa de

cálculo está definido para devolver uma “linha” com a introdução dos valores de data e hora (Mês, dia, hora e minuto).

Pretende-se definir um intervalo para qualquer altura do ano, pelo que basta introduzir data e hora iniciais e os dados finais. Por exemplo, poder-se-á introduzir um intervalo entre as 09:30 de 12 de Janeiro e 16:00 de 10 de Fevereiro, sendo que, para o intervalo da data definida, apenas será considerado o intervalo entre as mesmas horas (sempre entre as 09:30 e as 16:00).

Intervalo Temporal

Para um dado período p a radiação total incidente no módulo, $G_{Bt,p}$, corresponde à soma de cada valor de radiação calculado em cada iteração (linha), G_{Bt} , descrito pela equação 4.28.

$$G_{Bt,p} = \sum_{N=N_1(M,D,h,m)}^{N=N_2(M,D,h,m)} G_{Bt} \quad (4.28)$$

Onde, N_1 é o instante inicial e N_2 , o instante final. Para cada iteração, o programa determina a linha, N_{linha} , segundo o Mês, Dia, hora e minuto correspondente, de acordo com:

$$G_{Bt,i} = \sum_{i=G_B}^{N_{linha}} G_{Bt} \quad (4.29)$$

Onde, em cada iteração da segunda rotina de cálculo, G_B é a radiação no plano horizontal obtida pela base de dados.

Com base das equações 4.28 e 4.29, a radiação total pode ser representada segundo a dependência de somatórios pela equação 4.30.

$$G_{Bt,p} = \sum_{N,M=M_1}^{N,M=M_2} G_{Bt} \left[\sum_{N,D=D_1}^{N,D=D_2} G_{Bt} \left[\sum_{N,h=h_1}^{N,h=h_2} G_{Bt} \left(\sum_{N,m=m_1}^{N,m=m_2} G_{Bt} \right) \right] \right] \quad (4.30)$$

A radiação incidente no painel, $G_{Bt,p}$, corresponde ao somatório segundo as quatro variáveis temporais acima descritas.

Função Objectivo

Tal como foi referido, o objectivo do programa é determinar o ângulo ótimo dos painéis. Deste modo, a função objectivo será função do ângulo que permita obter maior radiação, ou seja expresso de acordo com:

$$\max(G_{Bt,p}) = \max \left[\beta_{opt,p} \left(\sum_{N=N_1(M,D,h,m)}^{N=N_2(M,D,h,m)} G_{Bt} \right) \right] \quad (4.31)$$

Restrição

A determinação do ângulo ótimo, $\beta_{opt,p}$, segundo o algoritmo necessita do ajuste do intervalo de parâmetros da própria variável. Assim para um determinado período, o $\beta_{opt,p}$ é calculado para:

$$\beta_{opt_{min}} < \beta_{opt} < \beta_{opt_{max}} \quad (4.32)$$

Onde os limites considerados no programa são para o ângulo mínimo de 0° e máximo de 90°.

Aplicando a função objetivo do programa em Matlab, é necessário introduzir uma componente negativa ao resultado. Dado que se trata de um algoritmo genético com função minimizadora é necessário recorrer a uma estratégia para inverter o objetivo da função e torná-la maximizadora, evidenciado pela equação 4.31. Uma forma simples de o concretizar é introduzir um sinal negativo " – " na radiação máxima.

Capítulo 5

Resultados

Neste capítulo serão apresentados os principais resultados obtidos pelas diversas simulações tendo em conta os diferentes métodos de otimização abordados.

A base de dados retirada a partir do PVSyst forneceu 535 680 valores numéricos de radiação direta para um ano de referência, sendo que estes correspondem a um dado por cada minuto, ao longo do ano inteiro. A aplicação do programa de cálculo em Matlab possibilitou assim manipulação deste vasto leque de dados: radiações no plano horizontal, ângulos e respetiva radiação incidente.

Através da avaliação comparativa entre os diferentes métodos e dos respetivos resultados será possível verificar qual deles permite obter o ângulo ótimo considerando diversas restrições para diferentes períodos horários.

5.1. Radiação no plano horizontal

Conforme referido anteriormente, dos valores de radiação retirados da base de dados do PVSyst foi possível traçar um perfil da radiação que seria incidente numa superfície na horizontal, sendo que o perfil diário em Portugal representativo desta evolução ao longo do ano para cada dia pode ser observado na figura 5.1.

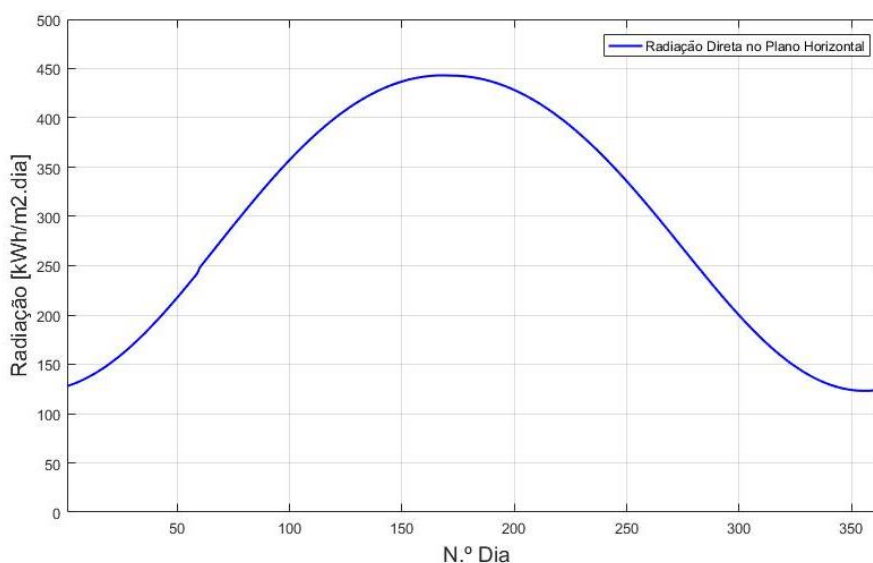


Figura 5.1 – Perfil diário da radiação direta ao longo do ano.

A figura 5.1 mostra um perfil já conhecido, e no qual é possível confirmar que a radiação maior é no período do Verão e menor no Inverno. Esta evolução pode ainda ser representada para cada mês pelo gráfico da figura 5.2.

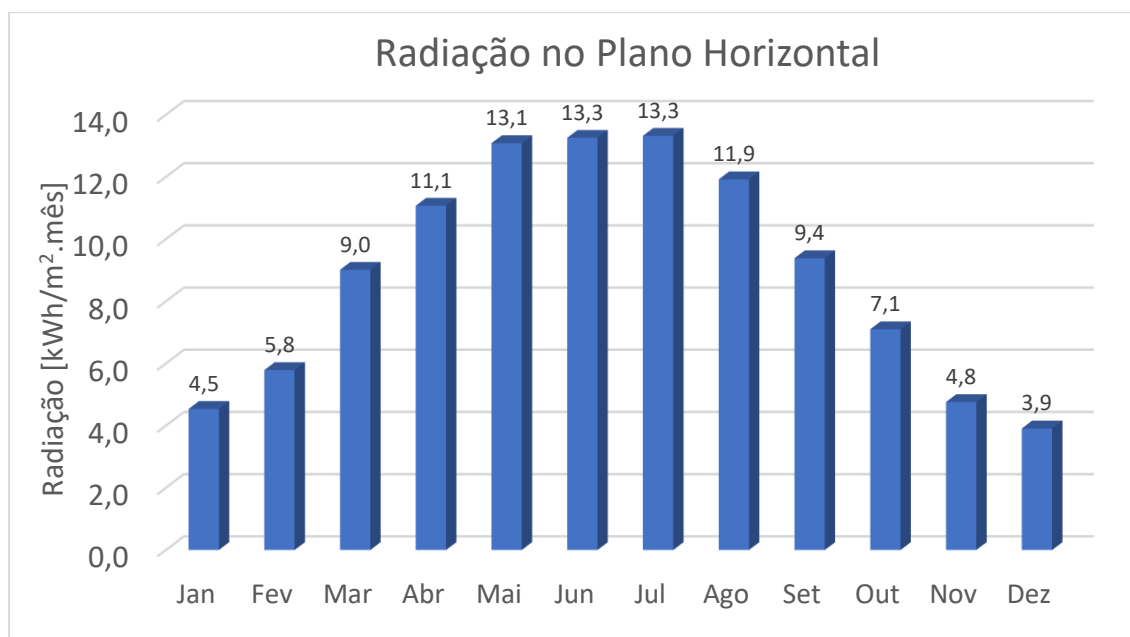


Figura 5.2 – Perfil mensal da radiação direta.

Verifica-se assim que o total de radiação obtida para um determinado ano de referência corresponde a 107,15 MWh/m².ano.

5.2. Análise dos diversos Ângulos Ótimos

Inicialmente foi determinado para cada método, o ângulo ótimo para cada dia do ano. Visto que tanto o método simplificado, como o método baseado em dI/dB se baseiam numa alteração diária do ângulo ótimo, foi aplicado o mesmo ensaio para o algoritmo genético.

A evolução do ângulo ótimo para os diferentes métodos abordados pode ser visualizada na figura 5.3. Da análise da mesma, é possível verificar que no início e fim do ano existe uma concordância entre os ângulos obtidos, variando estes sensivelmente entre os 60° e 70°.

Existe ainda um pequeno período onde estes ângulos são iguais, nomeadamente por volta do dia 21 de Março e do dia 21 de Setembro, sendo que esta particularidade é interessante uma vez que estes dias correspondem exatamente aos dois Equinócios do Ano. A principal razão para este resultado deve-se sobretudo à simplificação das expressões fundamentais e do respetivo cálculo das radiações neste período em particular, exatamente ao meio-dia solar.

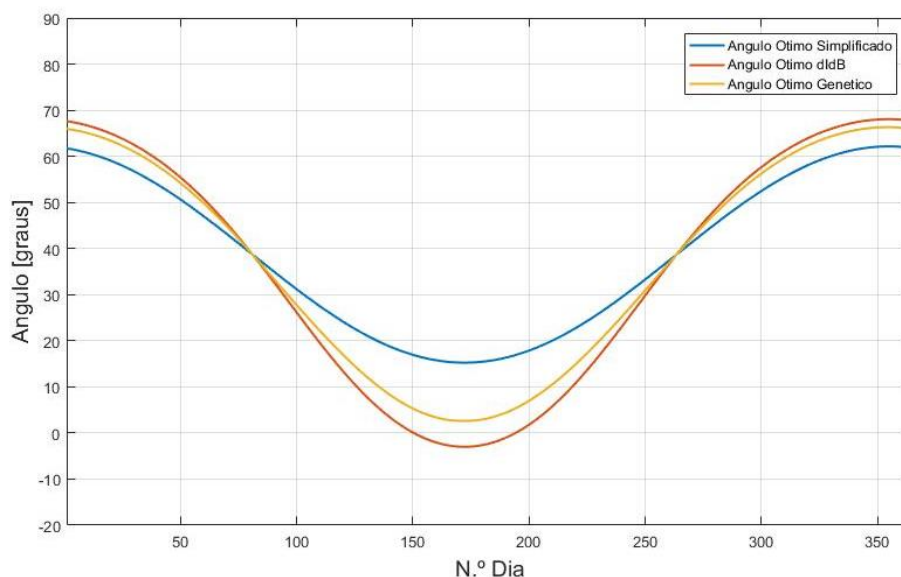


Figura 5.3 – Evolução do Ângulo Ótimo para cada metodologia

Continuando a análise da figura 5.3 verifica-se um espeto novo que até ao momento não se considerou – o aparecimento de um ângulo negativo para o solstício do verão, de cerca de -3° (método dl/dB). É principalmente neste período que aparecem as principais diferenças entres os métodos estudados. De facto, no solstício de verão, o ângulo ótimo simplificado é de $15,3^\circ$ enquanto que para o método em que é utilizado o algoritmo genético, este aparece com um valor intermediário de $2,6^\circ$. De modo a verificar as diferenças entre os ângulos obtidos para cada um dos métodos, considerando um determinado período, apresenta-se na figura 5.4 o ângulo ótimo por mês de cada um dos métodos. Conforme é possível verificar pela figura, o método em que é utilizado o algoritmo genético aparece sempre com um valor intermédio.

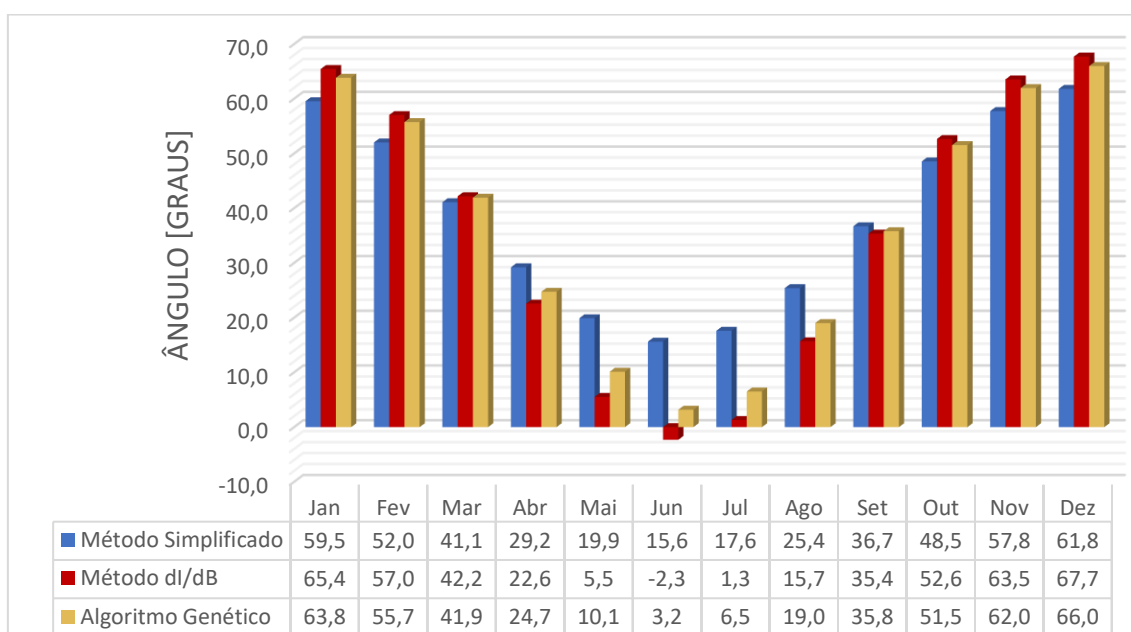


Figura 5.4 – Ângulo Ótimo para cada mês do ano tendo em consideração os vários métodos

5.3. Ângulo otimizado – Algoritmo Genético

O período horário considerado no cálculo dos vários ângulos no primeiro e segundo métodos correspondem ao período diário entre as 00:00h e 23:59h. Como estes variam de dia para dia a melhor representação do ângulo ótimo de cada método são as suas médias, apresentadas acima.

A comparação realizada entre os vários métodos foi efetuada com o objetivo de validação de resultados e verifica-se que é precisamente neste aspeto que o programa desenvolvido baseado num AG se diferencia. Para esta janela temporal, e para o ano todo, o ângulo otimizado que permitirá captar a máxima radiação foi determinado e corresponde a um ângulo de 34.9°.

Esta estimativa é concordante com o que é esperado na prática: um ângulo de inclinação de 35° para Portugal.

Relativamente ao ano inteiro, é possível verificar através da tabela 5.1 os ângulos ótimos obtidos para cada um dos métodos. Através desta tabela é possível verificar que de acordo com o método utilizado obtém-se um ângulo ótimo diferente. De modo a verificar, qual dos métodos permite de facto obter o ângulo ótimo, será necessário verificar qual deles permite obter uma maior radiação anual. Assim, no próximo ponto será analisado a radiação anual obtida por cada um dos métodos utilizando os ângulos aqui apresentados.

Tabela 5.1 – Ângulos Ótimos obtidos para cada um dos Métodos

Diferentes Métodos	Método simplificado	Método baseado em dI/dB	Método baseado no Algoritmo Genético
Ângulo Ótimo Anual [Graus]	38,7°	35,4°	34,9°

5.4. Análise entre as Radiações obtidas

As simulações realizadas anteriormente permitem também obter a radiação correspondente de cada ângulo. Para cada método foi também traçado o perfil da radiação total diária incidente numa superfície inclinada para os ângulos apresentados no subcapítulo anterior. A figura 5.5 mostra esta representação. De referir que este perfil foi obtido com os ângulos apresentados na Figura 5.3.

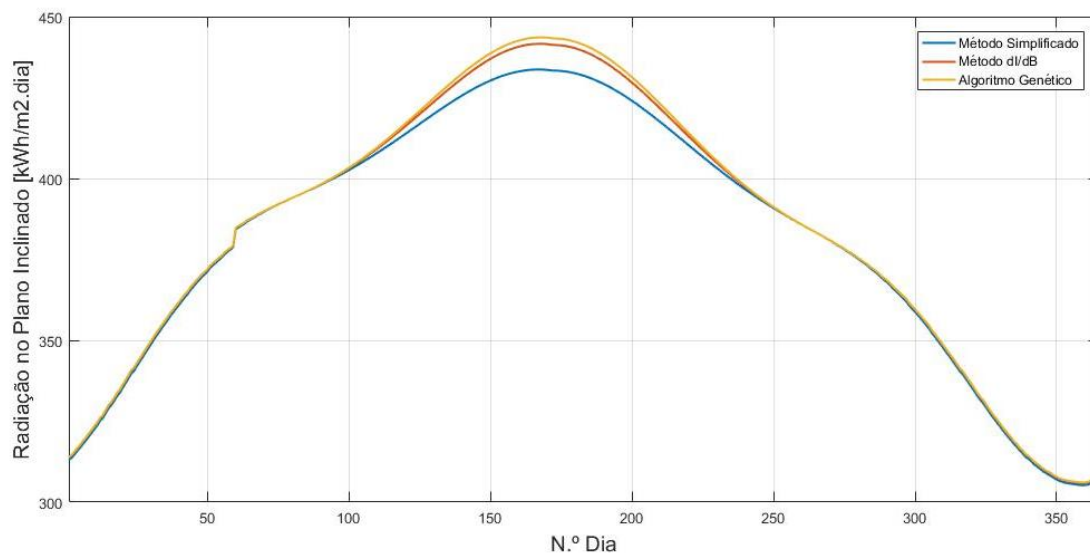


Figura 5.5 – Radiação diária obtida para cada metodologia

Em termos energéticos observa-se que, dadas as grandezas consideradas, os três diferentes perfis são praticamente coincidentes, divergindo sensivelmente entre os dias 120 e 240, período entre Abril e Agosto. É principalmente no Verão que se observam as principais diferenças entre as máximas radiações registadas.

A figura 5.5 apresenta um pormenor que reflete umas das decisões tomadas no desenvolvimento do programa e a respetiva adaptação da base de dados usada. A base de dados fornece dados de radiação para o dia 29 de Fevereiro, no entanto apenas foi considerado que para este ano de referência, o mês de Fevereiro apenas teria 28 dias. Por esta razão se verifica uma diferença díspar entre o dia 59 e o dia 60, dado que a radiação deste dia foi retirada do processo de cálculo.

Com vista a obter uma representação em termos energéticos da radiação mensal (tendo em consideração os ângulos mensais), foi estimada a média para cada mês específico dada pela figura 5.6. Através desta figura é possível verificar que utilizando o método baseado no algoritmo genético, obtém-se em todos os meses a maior radiação. Deste modo, é possível verificar que o método baseado no algoritmo genético é o que permite obter o ângulo ótimo.

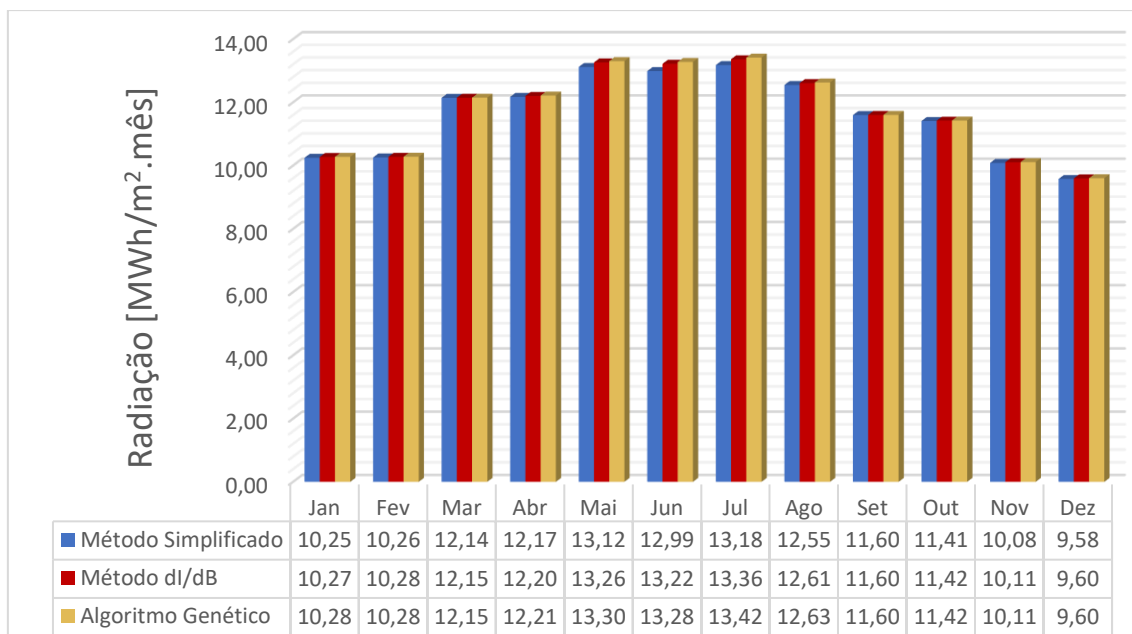


Figura 5.6 – Média da radiação total na superfície inclinada para cada mês

Relativamente ao período anual, utilizando os ângulos apresentados na tabela 5.1, obtêm-se os seguintes valores de radiação:

- Método simplificado – 139,31 MWh/m². Ano
- Método dl/dB – 140,07 MWh/m². Ano
- Método baseado num Algoritmo Genético – 140,28 MWh/m². Ano

É importante realçar que os valores apresentados correspondem ao valor médio mensal, não sendo representativo do valor real que se obteria para o ano todo, dado que não é viável a alteração de inclinação de um coletor com periodicidade diária ou mensal.

Desta forma, e como se verifica através destes valores, o método baseado no algoritmo genético é o que permite obter maior radiação. Assim, utilizando o respetivo ângulo otimizado – 35°, a radiação máxima total obtida para um ano, e para um intervalo entre as 00:00h e as 23:59h seria de 129,89 KWh/m².Ano. Este valor apresenta um aumento de cerca de 20% comparativamente à radiação no plano horizontal (107,15 MWh/m². Ano).

Este é o valor máximo que se esperaria obter, pelo que, para ângulos superiores ou inferiores a 35°, a radiação seria inferior ao valor acima referido.

5.5. Otimização considerando restrições

Verificou-se anteriormente que o método baseado no algoritmo genético permite obter com grande rigor diversos resultados a nível de aproveitamento energético. Este método torna-se ainda mais útil considerando a sua aplicabilidade tendo em conta os diversos aspetos restritivos existentes em diversos edifícios.

5.5.1. Otimização face à Orientação Geográfica

Um dos aspetos considerados na simulação foi a orientação que um coletor teria numa fachada, sendo esta também, orientada em relação ao Sul geográfico. É previsível que se obtenha uma maior incidência de radiação quando um coletor está orientado diretamente a Sul, no entanto, surgiu a necessidade de avaliar o perfil do ângulo ótimo para várias orientações. O gráfico da figura 5.7 mostra como o ângulo de inclinação varia consoante o Azimute do local.

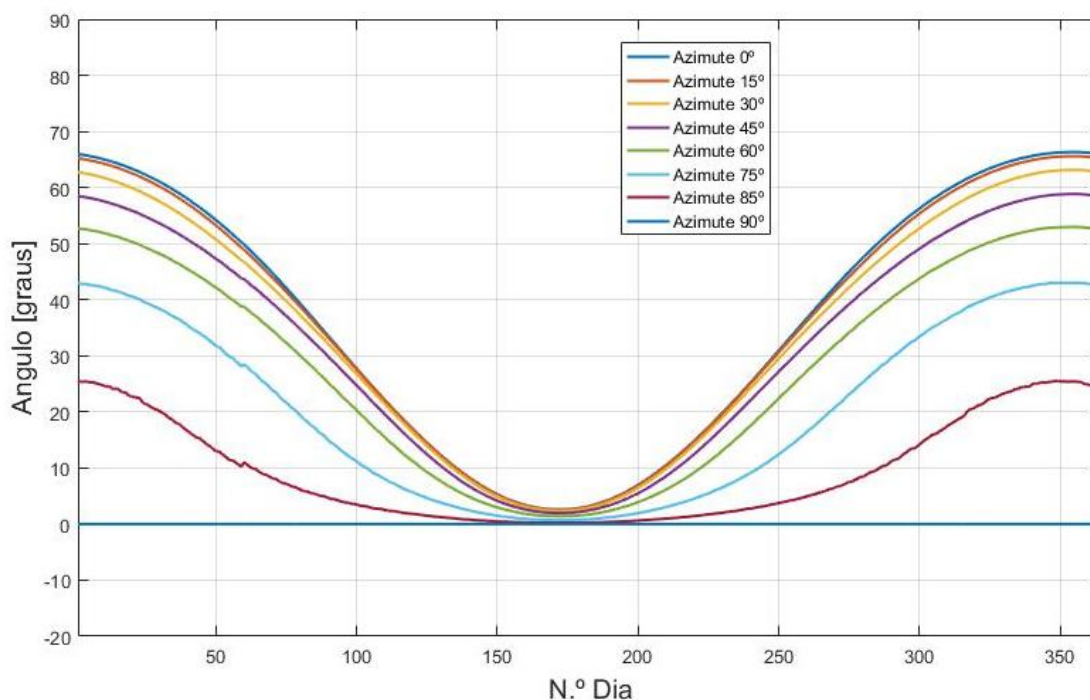


Figura 5.7 – Perfil do Ângulo Otimizado face a diversas orientações geográficas

Observa-se pela figura 5.7 que o ângulo é máximo no período do Inverno quando orientado diretamente a Sul. Nota-se ainda que é no solstício de verão que existe uma similaridade entre os valores dos diversos ângulos obtidos.

Da mesma análise é possível concluir que é a partir de um ângulo de Azimute de 90° que se deixa de obter aproveitamento, pois a radiação atinge um valor idêntico à radiação incidente numa superfície horizontal, isto é, igual aos valores da radiação que constam na base de dados.

Esta análise é comprovada uma vez mais pelos resultados obtidos do gráfico da figura 5.8.

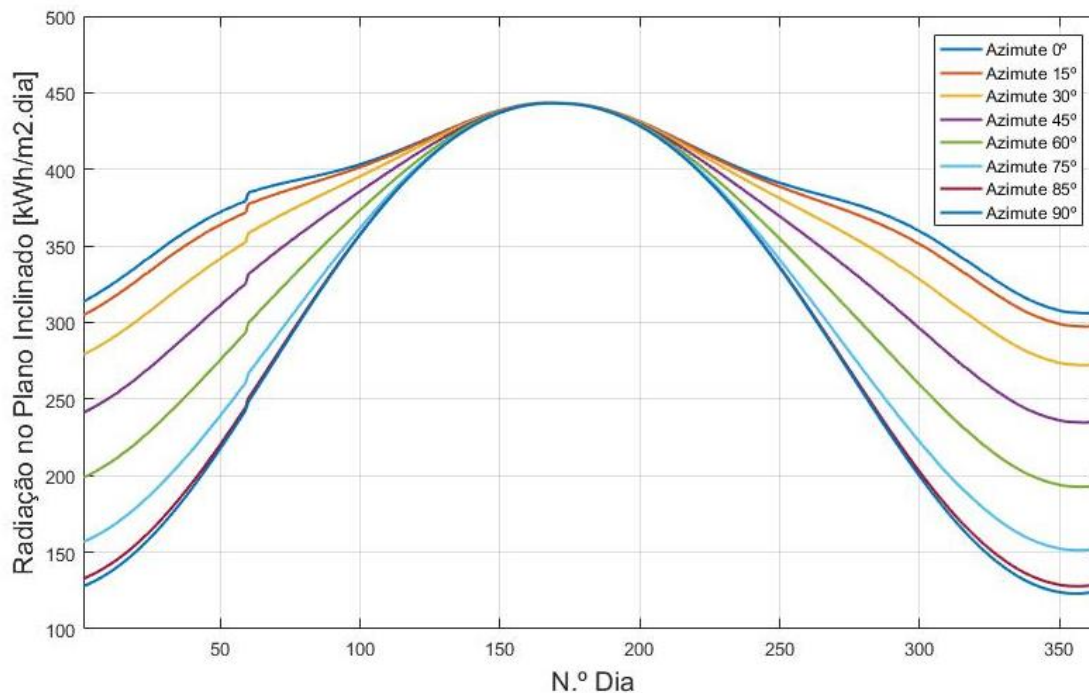


Figura 5.8 – Perfil da radiação face a diversas orientações geográficas

Sendo a radiação total máxima para um Azimute de 0° e mínima, ou «nula», para 90°.

5.5.2. Otimização face a Restrições Arquitetónicas

Ao considerar diversos cenários onde apenas parte da radiação direta incidente é absorvida por um coletor para períodos específicos ao longo do dia, verifica-se que o método desenvolvido é capaz de apresentar uma resposta eficaz face a estas situações específicas. De referir, que com a constante redução dos preços dos sistemas fotovoltaicos, hoje em dia começa-se a considerar situações em que não é possível colocar os painéis em locais ideais (em que é possível obter a máxima radiação ao longo de um dia), de modo a aumentar a produção da energia renovável baseada nestes sistemas.

Tendo em consideração que num edifício, existirá uma fachada orientada a Este e outra a Oeste, apenas uma irá receber radiação direta, seja no período da manhã ou da tarde, respetivamente.

Desta forma foi realizado um estudo com vista a prever a radiação incidente nestes dois períodos. O gráfico da figura 5.9 apresenta o perfil do ângulo para o período da manhã e da tarde.

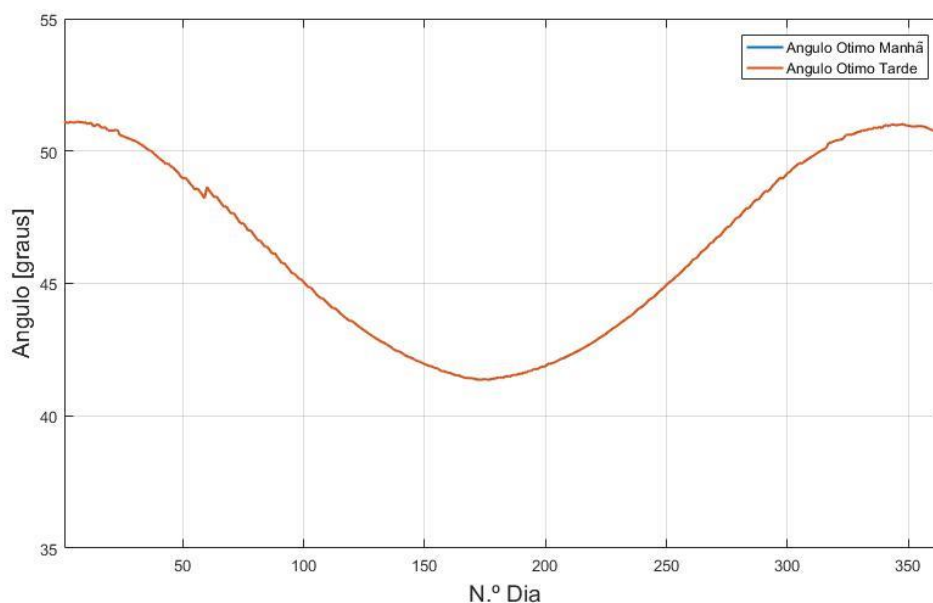


Figura 5.9 – Evolução do ângulo ótimo de Manhã e de Tarde

O gráfico da figura 5.9 representa a orientação de um coletor orientado diretamente a Este de manhã e Oeste de tarde, pelo que é possível constatar que a radiação incidente no período da tarde e da manhã são coincidentes, isto é, apresentam o mesmo valor, pelo que se obtêm o mesmo ângulo. Comparativamente com a situação anterior em que se considerava a localização ideal, é possível verificar que nestes casos o ângulo ótimo apresenta um valor maior passando de 35° para 45, 2°. Nestas situações o ângulo otimizado que permite obter a máxima radiação incidente pode ser verificado através da tabela 5.2

Tabela 5.2 – Ângulo Ótimo e Radiação no período da manhã e tarde

Período	Ângulo otimizado [Graus – (°)]	Radiação Anual [MWh/m²]
Manhã	45,2	76,22
Tarde	45,2	76,22

A análise da figura 5.9 e da tabela 5.1 remete agora para a necessidade de considerar outros cenários. Supondo que, dadas as características estruturais de um edifício em particular, poderão existir palas sombreadoras para evitar a encadeação do espaço interior. No entanto existe a necessidade de encontrar um ângulo que seja eficiente energeticamente e dependente das condições pré-estabelecidas da arquitetura do edifício. Assim, também o método proposto pode dar resposta a esta situação.

A figura 5.10 apresenta um exemplo desta restrição. Neste exemplo apenas se considera radiação num período da manhã compreendido entre as 05:00h e as 09:00h, numa fachada orientada a Este.

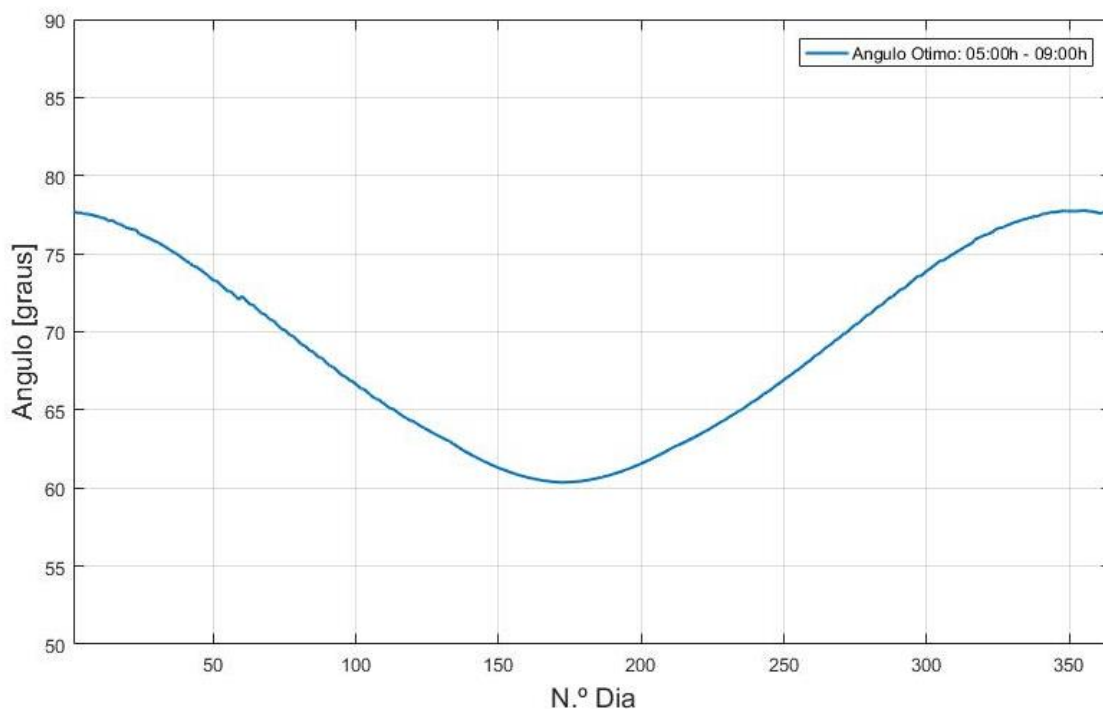


Figura 5.10 – Evolução do Ângulo Ótimo face a restrições arquitetónicas

Verifica-se pela figura 5.10 que os ângulos tendem a ser maiores com vista a obter a máxima incidência de radiação, dado que a altura solar é relativamente baixa (nascer do sol).

Neste caso em particular, o ângulo ótimo correspondente a este ano seria de 66.4° e a radiação total incidente apenas $37,04 \text{ MWh/m}^2.\text{ano}$.

De modo a verificar a importância da determinação do ângulo ótimo ideal, em função de restrições como as arquitetónicas, apresenta-se na tabela 5.3 os ângulos ótimos e a radiação total incidente para cada caso estudado. Para efeitos comparativos também se determinou a radiação total incidente considerando o ângulo ótimo sem restrições para as situações de restrição.

Tabela 5.3 – Comparação entre diversos cenários restritivos

Orientação	Sul - Azimute 0°				
Período	00:00 - 23:59	00:00 - 12:00	12:00 - 23:59	05:00 - 09:00	12:00 - 16:00
Ângulo Ótimo	34,9	34,9	34,9	24,4	37,5
Radiação Anual [MWh/m²]	129,9	65,1	64,8	16,1	59,2
Orientação	Oeste do Sul - Azimute 30°				
Período	00:00 - 23:59	00:00 - 12:00	12:00 - 23:59	05:00 - 09:00	12:00 - 16:00
Ângulo Ótimo	33,3	5,5	47,5	-38,3	45,3
Radiação Anual [MWh/m²]	125,7	53,9	79,1	-	66,8
Orientação	Oeste do Sul - Azimute 60°				
Período	00:00 - 23:59	00:00 - 12:00	12:00 - 23:59	05:00 - 09:00	12:00 - 16:00
Ângulo Ótimo	25,2	-28,1	50,5	-60,7	44,6
Radiação Anual [MWh/m²]	114,9	-	84,1	-	66,0
Orientação	Oeste (90°)	Este (-90°)	Oeste (90°)	Este (-90°)	Oeste (90°)
Período	00:00 - 23:59	00:00 - 12:00	12:00 - 23:59	05:00 - 09:00	12:00 - 16:00
Ângulo Ótimo	0	45,2	45,3	66,5	34,8
Radiação Anual [MWh/m²]	107,1	76,2	76,0	37,0	57,2
Radiação Horizontal [MWh/m².ano]	107,14	53,70	53,45	14,80	46,97

Através destes resultados é possível verificar a importância de se utilizar o ângulo ótimo em cenários restritivos. Logo de início observa-se a similaridade já registada entre o ângulo ótimo obtido na parte da manhã e da tarde para um coletor orientado a Sul, visto serem períodos homólogos em termos energéticos.

Estes resultados apresentam também um aspecto importante na otimização entre várias orientações: considerando uma variação entre a orientação geográfica, o aproveitamento energético obtido é tanto maior quanto mais próxima for a orientação do painel face ao ângulo de Azimute do local. Isto é, e seguindo como exemplo a variação Azimutal de 0°, 30° e 60° à medida que a orientação se situa mais a Oeste a radiação anual aumenta no período da tarde. Verifica-se na tabela 5.3 que, para o período compreendido entre 12:00 e a 23:59, a radiação é tanto maior quando mais orientado o painel estiver a Oeste. Sendo que se observa um aumento de 22% e 29% para uma orientação de 30° e 60° face a uma a Sul (0°).

A tabela mostra também um outro resultado interessante: a orientação de um coletor totalmente a Oeste não se traduz necessariamente na máxima captação de radiação. Para o mesmo intervalo da tarde proposto, um coletor orientado a 60° receberia cerca de 84.1 MWh.Ano, enquanto que um orientado a 90° apenas receberia 76 MWh.Ano, pelo que se traduz numa redução de 10% em termos de eficiência energética.

O algoritmo ainda apresenta um resultado não previsto, a obtenção de um ângulo negativo. Seguindo o exemplo da tabela 5.3, para um período situado entre as 05:00h e as 09:00h um painel orientado a Oeste nunca receberia radiação neste período. Desta forma, os ângulos negativos (N/A) e as respetivas radiações não se apresentam como resultados válidos, dado que uma inclinação negativa não possui significado em contexto prático.

Em suma, tendo em conta as diversas simulações realizadas e resultados obtidos, poder-se-á afirmar que o algoritmo pode dar uma resposta precisa e adequada a todo o tipo de restrições arquitetónicas que dependam da orientação geográfica e do período horário para o qual são consideradas.

Capítulo 6

Conclusões

6.1. Considerações Gerais

De modo a compreender e situar o âmbito deste trabalho, foi inicialmente realizada uma introdução a diferentes estudos práticos reais e métodos aplicáveis na envolvência de um edifício para aproveitamento energético.

A importância de se obter cada vez mais energia «limpa» através de fontes de energia alternativas levou ao estudo abordado na presente dissertação, onde foram apresentados diferentes métodos que permitem estimar a radiação incidente num coletor para uma determinada superfície.

A implementação do método proposto teve como base uma análise preliminar do funcionamento de alguns programas de simulação. De uma forma simples, todos os existentes partem do mesmo princípio: uma base de dados com diversos dados de radiação e parâmetros meteorológicos locais e posterior aplicação direta das expressões fundamentais da radiação solar.

Desta forma, o primeiro passo passou por recolher dados relativos à radiação (no presente caso de estudo apresentado é a radiação direta). Após uma revisão dos conceitos mais pertinentes à temática foi necessário desenvolver uma linha de raciocínio que permitisse aplicar a estrutura da base de dados num programa executável e autónomo no cálculo da radiação incidente. Um estudo adicional referente a diversos métodos propostos pela comunidade científica permitiu mostrar que será sempre possível apresentar novas metodologias cada vez mais eficientes do ponto de vista do potencial fotovoltaico ou solar térmico.

6.2. Aplicação de um Algoritmo Genético para Aproveitamento Energético

Existem atualmente à disposição diversos programas de simulação que já permitem estimar a energia incidente e produzida por um módulo fotovoltaico, onde apenas é necessário inserir as características técnicas do mesmo e os parâmetros geográficos do local em estudo, tal é o caso do programa PVSyst, porém, verifica-se que a metodologia para a estimativa da produção energética destes programas é bastante linear.

De acordo com a configuração da envolvência de um edifício, poderá ser necessário ainda definir previamente a orientação dos módulos.

Esta abordagem não se apresenta como uma forma rigorosa de se tirar o máximo proveito energético, visto que, com recurso a uma base de dados de radiação, apenas é possível estimar a energia produzida por um sistema para certos parâmetros definidos inicialmente durante um certo período (anual ou mensal) com uma orientação fixa. Este estudo remete assim para a necessidade de criar um método de otimização para tirar o máximo partido da radiação solar.

A aplicação de um algoritmo genético vem responder a esta lacuna existente em diversos programas. A estimativa da energia produzida tendo por base o cálculo ótimo do ângulo de incidência possibilita um maior desempenho em diversos programas de simulação.

Existem também diversos cenários onde é possível ajustar a orientação de um coletor solar, seja de forma manual ou com recurso a um sistema de seguimento solar a vários eixos. Outros onde tal não é possível, devido a restrições arquitetónicas ou mesmo fenómenos de sombreamento que acabam por diminuir a eficiência do sistema. O método proposto na presente dissertação também poderá dar resposta a estas duas situações, onde é possível estimar a máxima radiação para todo e qualquer período horário e sazonal.

6.3. Perspetivas de Desenvolvimento Futuro

Na conclusão deste trabalho foi possível verificar que o mesmo abre portas para novas possibilidades interessantes, que poderão servir de ponto de partida para a melhoria dos diversos programas de simulação existentes.

O presente trabalho apenas teve como base dados relativos a radiação direta incidente na superfície horizontal. Apesar de se terem obtidos resultados bastante satisfatórios, a componente da radiação difusa não foi considerada. O cálculo desta é mais complexo e é realizado com recurso a modelos de aproximação que dependem da radiação direta, apenas após a estimativa da radiação direta é possível somar a componente difusa a esta. Assim, utilizar a radiação global como ponto de referência poderá enriquecer o método de otimização proposto e torná-lo ainda mais eficiente e rigoroso.

Verificou-se também, que no Verão, a radiação direta é mais constante comparativamente com a recebida no Inverno, considerando os períodos encobertos. Pode-se assumir assim, que no Verão, o ângulo ótimo se aproxima mais do ângulo ideal que no Inverno, já que a componente da radiação difusa seria maior. Utilizar dados do Instituto de Meteorologia ou similares poderão fornecer informação adicional em determinados períodos do ano.

Tendo como base um programa funcional com um algoritmo genético, este tornar-se-á tanto mais «rico» e eficaz quanto mais variáveis se considerarem na sua implementação. Os fenómenos de sombreamento e o albedo (coeficiente de reflexão de uma superfície) são condicionantes que estão sempre presentes no dimensionamento de um sistema solar. Assim, estas poderão ser consideradas e aplicadas ao algoritmo.

Atualmente os programas de simulação são bastante completos no que diz respeito a este tipo de fenómenos, pelo que a maioria utiliza a modelação em 3D de edifícios para determinar os parâmetros associados a estes fenómenos. Existe ainda a necessidade de procurar formas de instalação de painéis em locais de difícil instalação ou em coberturas de edifícios que possuem uma geometria de difícil implementação de um sistema fotovoltaico, aliando a capacidade de modelação 3D é possível utilizar este algoritmo para prever situações onde se poderá colocar um painel numa orientação face a quaisquer restrições da arquitetura do edifício.

Em suma, o algoritmo desenvolvido poderá complementar e providenciar uma ferramenta adicional de forma a facilitar e a tornar mais eficientes projetos no âmbito da produção de energia renovável com recurso solar.

Referências Bibliográficas

- [1] Decreto-Lei n.º 153/2014, vol. 1532014, no. 5298-5311. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, 2014.
- [2] A. Joyce, C. Rodrigues, S. Serodio and J. Pinto, National Survey Report of Photovoltaic Applications in Portugal 2018. LNEG, 2018.
- [3] Decreto-Lei n.º 162/2019, vol. 1622019, no. 45-62. Presidência do Conselho de Ministros, 2019.
- [4] M. Prado, "Há novas regras para produzir energia solar em casa. Eis o que tem de saber se quer investir", Expresso, 2020.
- [5] "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - EU Science Hub - European Commission", EU Science Hub - European Commission, 2020. Disponível online: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [6] V. Bertsch, J. Geldermann, T. Lühn, "What drives the profitability of household PV investments, self-consumption and self-sufficiency?" Applied Energy, vol. 204, pp. 1-15, October 2017.
- [7] Alvar Palm, "Local factors driving the diffusion of solar photovoltaics in Sweden: A case study of five municipalities in an early market" Energy Research & Social Science, vol. 14, pp. 1-12, April 2016.
- [8] Sami Karjalainen, Hannele Ahvenniemi, "Pleasure is the profit - The adoption of solar PV systems by households in Finland", Renewable Energy, vol. 133, pp. 44-52, April 2019.
- [9] Muyiwa S. Adaramola, Emil E. T. Vågnes, "Preliminary assessment of a small-scale rooftop PV-grid tied in Norwegian climatic conditions", Energy Conversion and Management, vol. 90, pp. 458-465, January 2015.
- [10] G.C. Abdin, Michel Noussan, 2018. Electricity storage compared to net metering in residential PV applications, Journal of Cleaner Production, 176, 175-186
- [11] Roldán-Fernández J-M, Burgos-Payán M, Riquelme-Santos J-M., 2020. Profitability of Household Photovoltaic Self-Consumption in Spain, Journal of Cleaner Production,
- [12] V. Fernão Pires, J. F. Martins, J. Fernando Silva, "A Control Structure for a Photovoltaic Supply System with Power Compensation Characteristics Suitable for Smart Grid Topologies", 8th International Conference-Workshop Compatibility and Power Electronics (CPE2013), pp 40-45, June 2013.
- [13] R. G. Wandhare, V. Agarwal, "Reactive Power Capacity Enhancement of a PV-Grid System to Increase PV Penetration Level in Smart Grid Scenario," IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5,

no. 4, pp. 1845-1854, July 2014.

- [14] M. N. I. Sarkar, L. G. Meegahapola, M. Datta, "Reactive Power Management in Renewable Rich Power Grids: A Review of Grid-Codes, Renewable Generators, Support Devices, Control Strategies and Optimization Algorithms," *IEEE Access*, vol. 6, pp. 41458-41489, May 2018.
- [15] Fernando M. Camilo, Rui Castro, Maria Eduarda Almeida, Victor Fernão Pires, "Self-consumption and Storage as a Way to Facilitate the Integration of Renewable Energy in Low Voltage Distribution Networks", *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 10, Issue 7, pp. 1741-1748, May 2016.
- [16] M. Zeraati, M. E. H. Golshan, J. M. Guerrero, "Voltage Quality Improvement in Low Voltage Distribution Networks Using Reactive Power Capability of Single-Phase PV Inverters," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5057-5065, September 2019.
- [17] L. S. Xavier, A. F. Cupertino, H. A. Pereira, V. F. Mendes, "Partial Harmonic Current Compensation for Multifunctional Photovoltaic Inverters," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 12, pp. 11868-11879, December 2019.
- [18] S. Munir, Y. W. Li, "Residential Distribution System Harmonic Compensation Using PV Interfacing Inverter," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 816-827, June 2013, doi: 10.1109/TSG.2013.2238262.
- [19] Fernando M. Camilo, V. Fernão Pires, Rui Castro, M. E. Almeida, "The Impact of Harmonics Compensation Ancillary Services of Photovoltaic Microgeneration in Low Voltage Distribution Networks", *Sustainable Cities and Society*, vol. 39, pp. 449-458, May 2018.
- [20] F. H. M. Rafi, M. J. Hossain, J. Lu, "Improved Neutral Current Compensation With a Four-Leg PV Smart VSI in a LV Residential Network," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 5, pp. 2291-2302, October 2017.
- [21] Fermín Barrero-González, Victor Fernão Pires, José L. Sousa, João F. Martins, María Isabel Milanés-Montero, Eva González-Romera and Enrique Romero-Cadaval, "Photovoltaic Power Converter Management in Unbalanced Low Voltage Networks with Ancillary Services Support", *Energies*, vol. 12, Issue 6, pp. 1-16, March 2019.
- [22] F. Lin, K. Tan, Y. Lai, W. Luo, "Intelligent PV Power System With Unbalanced Current Compensation Using CFNN-AMF," *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 34, no. 9, pp. 8588-8598, September 2019.
- [23] V. F. Pires, O. Husev, D. Vinnikov, J. F. Martins, "A control strategy for a grid-connected PV system with unbalanced loads compensation," *9th International Conference on Compatibility and Power Electronics (CPE)*, pp. 154-159, June 2015.
- [24] U. K. Kalla, H. Kaushik, B. Singh, S. Kumar, "Adaptive Control of Voltage Source Converter Based Scheme for Power Quality Improved Grid-Interactive Solar PV–Battery System," *IEEE*

- Transactions on Industry Applications, vol. 56, no. 1, pp. 787-799, Jan.-Feb. 2020.
- [25] Fernando M. Camilo, Rui Castro, M.E. Almeida, V. Fernão Pires, "Economic assessment of residential PV systems with self-consumption and storage in Portugal", *Solar Energy*, vol. 150, pp. 353–362, July 2017.
- [26] ALTENER. GREENPRO, *Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projeto e Instalação*. Janeiro, 2004.
- [27] Solar Inova, "Catálogo Módulos FV BIPV Personalizado". Disponível em: solarinnova.com.
- [28] Decreto-Lei n.º 118/2013, vol. 35088-(58) 2.ª série - N.º 234, *Diário da República*, 3 de dezembro de 2013.
- [29] Direção Geral de Energia e Geologia – Renováveis "Estatísticas Rápidas", nº174, Abril, 2019. Disponível online: <http://dgeg.gov.pt>.
- [30] "*Manual for BiPV Projects*." ODERSUN, 2020.
- [31] L. Jesus, M. Almeida, E. Pereira, "A Integração de fotovoltaicos nos Edifícios em Portugal", *Engenharia e Vida*, no. 20, pp. 38-45, 2005.
- [32] C. Rodrigues, S. Viana, H. Gonçalves and A. Joyce, "Solar XXI building PV systems: performance during the first two years of operation", pp. 1-9, 2008.
- [33] LNEG, "Em direção à energia zero", 2010. Disponível online: repositorio.lneg.pt. (acedido a: Outubro 2020).
- [34] J. Farinha, A. Salgueiro, J. Cardoso, R. Coelho, "Portugal 2020 e a Integração de Energias Renováveis nos Edifícios", LNEG - Laboratório Nacional de Energia e Geologia, I.P., pp. 1-12, 2020
- [35] N. Gomes, T. Santos, J. Tenedório, "Photovoltaic potential in a Lisbon suburb using LiDAR data", *Solar Energy*, pp. 1-10, January 2012.
- [36] Hayter, S. J., Martin, R. L., "Photovoltaics for Buildings Cutting-Edge PV", National Renewable Energy Laboratory, November 1998.
- [37] G. Notton, V. Lazarov, L. Stoyanov, "Optimal sizing of a grid-connected PV system for various PV module technologies and inclinations, inverter efficiency characteristics and locations", *Renewable Energy*, vol. 35, Issue 2, pp. 541-554 February 2010.
- [38] M. C. Brito, S. Freitas, S. Guimarães, C. Catita, P. Redweik, "The importance of facades for the solar PV potential of a Mediterranean city using LiDAR data", *Renewable Energy*, vol. 111, pp. 85-94, October 2017.
- [39] H. C. Hottel, "Performance of fiat-plate solar energy collectors". In: *Space Heating with Solar Energy*, Proc. Course-Symposium. MIT Press, Cambridge, 1954.
- [40] H. Heywood, "Operating experience with solar water heating". *Journal of Institute of Heating*

- and Ventillation Energy, vol. 39, pp. 63-69, 1971.
- [41] H. J. YeUott, "Utilization of Sun and Sky Radiation for Heating and Cooling of Buildings". A S H R A E, vol. 15, pp. 31-42, 1973.
- [42] Ramez Abdallah, Adel Juaidi, Salameh Abdel-Fattah, Francisco Manzano-Agugliaro, "Estimating the Optimum Tilt Angles for South-Facing Surfaces in Palestine," *Energies*, vol. 13, Issue 3, pp. 1-29, February 2020
- [43] M. Abdulaziz, "Optimum tilt angle for solar collection systems", *International Journal of Solar Energy*, vol. 14, pp. 191–202, 1994.
- [44] V.H. Moncos, "Optimum tilt angle and orientation for solar collectors in Assiut/Egypt", *Renewable Energy*, vol. 4, Issue 3, pp. 291–298, April 1994.
- [45] M. Abdulaziz, "Optimum tilt angle for solar collection systems", *International Journal of Solar Energy*, vol. 14, pp. 191–202, 1994.
- [46] L.E. Hartley, J.A. Martinez-Lozano, M.P. Utrillas, F. Tena, R. Pedro, "The optimization of the angle of inclination of a solar collector to maximize the incident solar radiation", *Renewable Energy*, vol. 6, pp. 180–298, July 1999.
- [47] P. Talebizadeha, M. A, Mehrabiana, M, Abdolzadehb, "Prediction of the optimum slope and surface azimuth angles using the Genetic Algorithm". *Energy and Buildings*, vol. 43, pp. 2998–3005, November 2011,
- [48] Y. Chang, "Optimal the tilt angles for photovoltaic modules using PSO method with nonlinear time-varying evolution" *Energy*, vol. 35, pp. 1954–63, May 2010.
- [49] "Em Portugal qual deve ser a orientação e inclinação dos painéis solares". Acedido em Outubro de 2020 em: <https://energiasolare.blogs.sapo.pt/80383.html>. *Sociedade Portuguesa de Energia Solar. Sociedade Portuguesa de Energia Solar*.
- [50] A. Luiz "Estudo comparativo de técnicas de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede e desenvolvimento de ferramentas que auxiliem na estimativa do potencial de contribuição da Geração Distribuída com sistemas Fotovoltaicos." Universidade Federal do ABC (UFABC), Outubro 2011.
- [51] "Azimute e angulo de Tilt". (Acedido em 10 de Outubro de 2020 em: <https://biblus.accasoftware.com/ptb/wp-content/uploads/sites/5/2017/03/Azimute-e-angulo-de-tilt-1.jpg>
- [52] S. A. Kalogirou, *Solar Energy Engineering: Process and Systems*, 2nd ed. Elsevier, 2014.
- [53] Moraes, Josué, "Sistemas Fotovoltaicos da Teoria à Pratica" Engebook-2009.
- [54] A. A. A. Al-Khazzar, "A comprehensive solar angles simulation and calculation using Matlab", (IEEE), Volume 6, Issue 4, pp.367-376, June 2015

- [55] M. M. EL-KASSABY, "Monthly and daily optimum Tilt Angle For South Facing Solar Collectors; Theoretical Model, Experimental and empirical correlations", Mu'tah University, Karak, P.O. Box 7, Jordan, Solar & Wind Technology Vo 5, No. 6, pp. 589-596, April 1988.
- [56] J.A. Oliveira, M. V. Alves "Utilizando Algoritmo Genético no Problema do Corte de Estoque Bidimensional Guilhotinado Restrito". Revista Científica Multidisciplinar Núcleo do Conhecimento. Edição 06. Ano 02, Vol. 01. pp 161-227, Setembro de 2017. ISSN:2448-0959
- [57] Y. Chen, "Calculation of the Optimum Installation Angle for Fixed Solar-Cell Panels Based on the Genetic Algorithm and the Simulated-Annealing Method", (IEEE), VOL. 20, NO. 2, JUNE 2005